



# ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación

MÁSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES:  
GENERACIÓN ELÉCTRICA

Título del trabajo

**“SISTEMAS AISLADOS PARA  
ELECTRIFICACIÓN RURAL EN ZONAS  
SUBSAHARIANAS DE ARGELIA”**

Autor: Aitziber Ramírez de Alda Vilches

Tutor: Eduardo Prieto Cobo

Pamplona, 27/06/2014

# CAPÍTULO 1 INDICE

<b>CAPÍTULO 1</b>	<b>INDICE .....</b>	<b>2</b>
<b>CAPÍTULO 2</b>	<b>RESUMEN .....</b>	<b>6</b>
<b>CAPÍTULO 3</b>	<b>ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN .....</b>	<b>7</b>
3.1.	INTRODUCCIÓN .....	7
3.2.	ESCENARIO ENERGÉTICO DE ARGELIA.....	8
3.2.1.	VISIÓN GENERAL DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ARGELIA .....	8
3.2.2.	POTENCIAL SOLAR EN ARGELIA .....	10
3.2.3.	POTENCIAL EÓLICO EN ARGELIA .....	11
3.3.	IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO .....	12
<b>CAPÍTULO 4</b>	<b>ANÁLISIS Y MÉTODOS.....</b>	<b>13</b>
4.1.	EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO .....	13
4.1.1.	TRATAMIENTO Y FUENTE DE DATOS.....	13
4.1.2.	METODOLOGÍA.....	13
4.1.3.	COMPARACIÓN DE DATOS DE DISTINTAS FUENTES.....	13
4.1.4.	DATOS DE VIENTO UTILIZADOS .....	16
4.2.	EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR.....	17
4.2.1.	TRATAMIENTO Y FUENTE DE DATOS.....	17
4.2.2.	METODOLOGÍA.....	17
4.2.3.	DATOS DE RADIACIÓN UTILIZADOS .....	19
4.3.	ESTIMACIÓN DE LA CARGA PARA UN ASENTAMIENTO MODELO .....	20
4.3.1.	METODOLOGÍA.....	20
4.3.2.	ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA PARA LAS DISTINTAS INFRAESTRUCTURAS .....	20
4.3.2.1.	Cálculo de la demanda para una vivienda individual.....	21
4.3.2.2.	Cálculo de la demanda de la unidad potabilizadora .....	22
4.3.2.3.	Cálculo de la demanda de los equipos de refrigeración.....	23
4.3.3.	DEMANDA TOTAL DE UN MODELO DE ASENTAMIENTO.....	24
4.4.	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA: MÉTODO 1.....	26
4.4.1.	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO .....	26
4.4.2.	DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA.....	27
4.4.2.1.	Datos de partida .....	27
4.4.2.2.	Dimensionamiento de los subsistemas de generación .....	28
4.4.2.3.	Dimensionamiento del subsistema de almacenamiento – carga totalmente cubierta	30
4.4.2.4.	Dimensionamiento del subsistema de almacenamiento – carga parcialmente cubierta	32
4.4.3.	SOLUCIÓN OBTENIDA POR EL MÉTODO 1 .....	36
4.5.	OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANTE SIMULACIÓN .....	37
4.5.1.	DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO .....	37
4.5.2.	DEFINICIÓN DE FACTORES QUE AFECTAN AL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN .....	37
4.5.2.1.	Estimación de los costes de los componentes .....	37

4.5.2.2.	Fracción Renovable .....	39
4.5.2.3.	Capacidad de pérdida de carga y exceso de producción.....	39
4.5.3.	INTRODUCCIÓN DE DATOS DE PARTIDA EN HOMER .....	40
4.5.3.1.	Datos de recursos.....	40
4.5.3.2.	Datos de la carga .....	43
4.5.3.3.	Equipos .....	43
4.5.3.4.	Datos económicos .....	48
4.5.3.5.	Restricciones .....	48
4.5.4.	RESUMEN DE VARIABLES DE SIMULACIÓN .....	49
<b>CAPÍTULO 5</b>	<b>RESULTADOS Y DISCUSIÓN FINAL .....</b>	<b>50</b>
5.1.	<i>DIMENSIONADO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA OPTIMIZADO POR MÉTODO 1 Y SIMULACIÓN</i>	50
5.1.1.	DIMENSIONADO PARA PÉRDIDA DE CARGA NULA (SHORTAGE CAPACITY 0%) ...	50
5.1.1.1.	Resultados de la simulación .....	50
5.1.1.2.	Comparación de resultados.....	51
5.1.1.3.	Elección y análisis .....	52
5.1.2.	DIMENSIONADO PARA PÉRDIDA DE CARGA 1.5% (Shortage capacity 1.5%) .....	54
5.1.2.1.	Resultados de la simulación .....	54
5.1.2.2.	Comparación de resultados.....	54
5.1.2.3.	Elección y análisis .....	55
5.1.3.	ELECCIÓN FINAL DEL SISTEMA HÍBRIDO.....	58
5.2.	<i>CONFIGURACIÓN FINAL DEL SISTEMA HÍBRIDO.....</i>	<i>59</i>
5.2.1.	ESQUEMA GENERAL .....	59
5.2.2.	SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	60
5.2.3.	SISTEMA EÓLICO.....	62
5.2.4.	SISTEMA DE ALMACENAMIENTO .....	63
5.2.5.	SISTEMA DE APOYO .....	65
5.2.6.	CONVERTIDOR HÍBRIDO.....	65
5.3.	<i>COMPLEMENTOS DEL ASENTAMIENTO .....</i>	<i>67</i>
5.3.1.	UNIDAD POTABILIZADORA .....	67
5.3.2.	SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES .....	69
5.3.3.	VIVIENDAS PREFABRICADAS.....	69
5.3.4.	TRANSPORTE .....	70
5.3.5.	ESTIMACIÓN PRESUPUESTO FINAL .....	72
<b>CAPÍTULO 6</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>74</b>
<b>CAPÍTULO 7</b>	<b>BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS.....</b>	<b>76</b>
<b>CAPÍTULO 8</b>	<b>ANEXOS .....</b>	<b>77</b>

Figura 1. Procedencia de energía 2009 .....	8
Figura 2. Mapa de radiación de Argelia .....	10
Figura 3. Mapa eólico de Argelia .....	11
Figura 4. Datos horarios anuales de velocidad de viento de NASA y Windda. ....	14
Figura 5. Velocidad viento media mensual de NASA y windda. ....	15
Figura 6. Distribuciones de Weibull de perfiles de viento de NASA y windda. ....	15
Figura 7. Datos horarios anuales de radiación de NASA y SoDa. ....	18
Figura 8. Comparación de radiación media de distintas bases de datos. ....	18
Figura 9. Perfil diario de consumo de vivienda individual. ....	22
Figura 10 Perfil diario de consumo del asentamiento. ....	25
Figura 11. Gráfico relación LPSP-Número de baterías. ....	34
Figura 12. Gráfica relación LPSP-Costes.....	35
Figura 13. Ventana de recurso eólico de HOMER. ....	41
Figura 14. Ventana de recurso solar de HOMER. ....	42
Figura 15. Ventana de combustible de HOMER. ....	42
Figura 16. Ventana de cargas de HOMER. ....	43
Figura 17. Ventana de aerogenerador de HOMER.....	44
Figura 18. Ventana de sistema fotovoltaico de HOMER. ....	45
Figura 19. Ventana de generador de HOMER.....	46
Figura 20. Ventana de baterías de HOMER. ....	47
Figura 21. Ventana de convertidor de HOMER.....	47
Figura 22. Ventana de datos económicos de HOMER.....	48
Figura 23. Resultados LPSP = 0 de HOMER. ....	50
Figura 24. Lista de resultados para LPSP = 0 de HOMER. ....	51
Figura 25. Ventana de resultados económicos LPSP = 0 de HOMER. ....	52
Figura 26. Ventana de producción LPSP=0 de HOMER. ....	53
Figura 27. Resumen resultados LPSP = 1.5% de HOMER.....	54
Figura 28. Lista de resultados LPSP=1.5% de HOMER. ....	55
Figura 29. Resultados económicos LPSP=1.5% de HOMER. ....	56
Figura 30. Resultados de producción LPSP=1.5% de HOMER.....	56
Figura 31. Exceso de energía anual. ....	57
Figura 32. Representación de la configuración final del sistema aislado. ....	59
Figura 33. Curvas características campo fotovoltaico.....	61
Figura 34. Ejemplo de instalación de los paneles. ....	62
Figura 35. Ventana de producción del campo fotovoltaico de HOMER. ....	62
Figura 36. Ventana de producción del aerogenerador de HOMER.....	63
Figura 37. Ventana de resultados de baterías de HOMER. ....	64
Figura 38. Esquema de instalación potabilizadora. ....	68
Figura 39. Modelo de casa prefabricada. ....	70



**INDICE DE TABLAS**

Tabla 1. Valores medios mensuales de velocidad de viento.....	16
Tabla 2. Valores medios de radiación.....	19
Tabla 3. Consumo de vivienda individual. ....	21
Tabla 4. Consumo de unidad potabilizadora. ....	23
Tabla 5. Demanda total diaria del asentamiento completo.....	24
Tabla 6. Características básicas de componentes del sistema. ....	27
Tabla 7. Valores de altura de rugosidad. ....	28
Tabla 9. Generación mensual de cada sistema.....	29
Tabla 10. Resultados de áreas necesarias para distintos valores de f. ....	30
Tabla 11. Potencias subsistemas para distintos valores de f. ....	30
Tabla 12. Resultados de combinaciones para distintos valores de f. ....	31
Tabla 13. Resumen de costes/W de componentes.....	39
Tabla 14. Representación del sistema propuesto para optimización.....	40
Tabla 15. Resumen de variables de optimización. ....	49
Tabla 16. Resumen resultados de los distintos casos. ....	58
Tabla 17. Datos para configuración módulos. ....	60
Tabla 18. Resumen posibles configuraciones de los módulos. ....	61
Tabla 19. Resumen de contenedores de transporte. ....	71
Tabla 20. Estimación de presupuesto del asentamiento completo.....	73

## CAPÍTULO 2 RESUMEN

El sector energético argelino sigue aún dominado por los hidrocarburos a la vez que su población y la demanda energética se duplican. La situación se complica, puesto que además el gas natural es la mayor fuente de recursos financieros del país.

A día de hoy el gobierno gasta un gran esfuerzo en llegar a una tasa de electrificación del 96%. Sin embargo, las zonas que quedan sin electrificar son muy aisladas y dispersas, por lo que la electrificación convencional basada en la extensión de red no resulta económicamente viable. La energía renovable en particular representa una buena alternativa para el 85% del territorio argelino de zonas áridas saharianas y necesidades energéticas reducidas.

El objetivo general de este trabajo es servir de guía al dimensionamiento de sistemas aislados híbridos para este caso en particular, analizando el recurso y diseñando el sistema acorde a las necesidades, y así apreciar las posibilidades que ofrece el planteamiento.

Para alcanzar el objetivo propuesto, se han analizado parámetros técnicos y socio-económicos. Tras un primer capítulo introductorio de la situación, el segundo evalúa del recurso eólico y solar en el emplazamiento elegido y dimensiona el sistema de generación para conseguir un compromiso inversión-aprovechamiento de energía. La dificultad de esto reside en la falta de datos y las múltiples opciones de diseño que resultan.

El siguiente capítulo analiza la solución óptima del sistema híbrido y aislado, y la complementa con los componentes necesarios para la creación de un asentamiento listo para que la población pueda habitar la zona y así evitar la emigración a la zona norte del país, altamente saturada.

Finalmente, el último capítulo recoge los conceptos más relevantes desarrollados a lo largo del trabajo y propone una línea futura de investigación de utilidad para el avance del desarrollo de la electrificación rural.

## CAPÍTULO 3 ANTECEDENTES Y JUSTIFICACIÓN

### 3.1. INTRODUCCIÓN

La República Argelina Democrática y Popular es un país del Magreb, el norte de África. Su capital es Argel y su superficie es de 2,381,741 km<sup>2</sup>, con una población estimada de unos 38,700,000 habitantes. Limita con Túnez al noreste, Libia al este, Níger al sureste, Malí y Mauritania al suroeste, y Marruecos y el Sáhara Occidental al oeste y el mar Mediterráneo al norte.

Aproximadamente el 30% de la población vive en zonas rurales de la zona sahariana del sur del país. Además, el gobierno argelino ha presentado un Plan Nacional de Vivienda para cubrir la demanda existente en el país. Mediante este plan se pretende construir para 2015 la cantidad 1,2 millones de viviendas [1]

La economía de Argelia está basada en los hidrocarburos. El país suministra grandes cantidades de gas natural a Europa, y la exportación de energía es la columna vertebral de su economía.

La mayoría del volumen de gas natural a producirse en los siguientes años en Argelia pretende destinarse a la exportación, con la intención de mejorar la situación económica y financiera del país. Esto, sumado a la previsión del aumento de consumo de electricidad de 75 TWh a 150 TWh para el año 2030 [1], concluye en la inversión en otras fuentes de energía, principalmente en renovables. El país ha empeñado un gran esfuerzo para alcanzar a una tasa nacional media de electrificación del orden de 96%. Sin embargo, las zonas que quedan sin conexión eléctrica son muy aisladas y dispersas. Las soluciones basadas en la electrificación convencional o la extensión de la red no se consideran viables económicamente [2]

El potencial energético nacional basado en renovables está claramente dominado por la energía solar. Argelia considera esta fuente de energía como una oportunidad y un empuje al desarrollo económico y social. Esta fuente representa una buena alternativa para el 85% del territorio argelino compuesto de zonas áridas y semi-áridas y caracterizadas por una baja densidad de población con necesidades energéticas reducidas. Estas zonas representan una alternativa estratégica para invertir el flujo de población y favorecer la migración al sur, dado que la parte norte del país está cada día más saturada.

En adición, Argelia ha creado un programa para desarrollar las energías renovables y promover la eficiencia energética [1]. Este programa sigue una estrategia centrada en desarrollar y expandir el uso de recursos inagotables, tales como la energía solar y la eólica, para así diversificar las fuentes energéticas y preparar al país para el futuro.

## 3.2. ESCENARIO ENERGÉTICO DE ARGELIA

### 3.2.1. VISIÓN GENERAL DE LA SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ARGELIA

El consumo energético de Argelia está predominantemente basado en los hidrocarburos, principalmente el gas natural. Del consumo energético principal, un 58% está cubierto por gas natural y un 40% por centrales de carbón. El siguiente gráfico muestra los porcentajes que cubre cada recurso energético a fecha de 2009 [3]

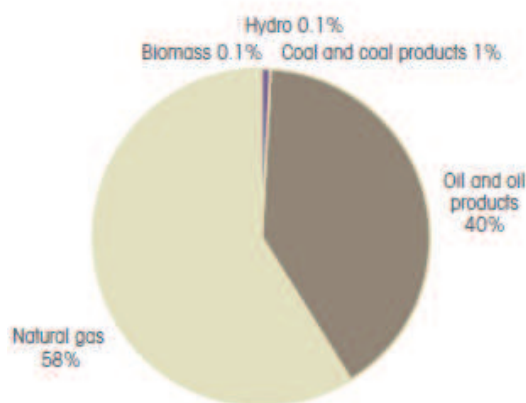


Figura 1. Procedencia de energía 2009 [3]

En la actualidad, solo el 0,8% de la energía es suministrada por fuentes de energía renovable, lo que corresponde a 342 GWh al año, siendo la generación anual del país 42,8 TWh. Argelia dispone de una suficiencia energética del 383% gracias a sus reservas de gas natural, que utiliza tanto para abastecer a su propia población como para la exportación. La potencia total instalada a fecha de 2010 es de 8,1 GW, de los cuales sólo 280 MW son renovables, lo que supone un 3,4% [3]

Argelia ha programado instalar 22,000 MW de capacidad basada en energía renovable entre 2014 y 2030, de los cuales 12000 MW se destinarán a suplir electricidad doméstica y 10,000 MW a exportación si las condiciones de mercado lo permiten. Básicamente, se espera que para el año 2030 un 40% de la electricidad producida para abastecimiento doméstico proceda de fuentes renovables. A más corto plazo, se espera para el 2017 que un 5% de la energía generada proceda de renovables. A finales del año 2015, se pretende disponer de 100 MW de potencia eólica, 170 MW de solar térmica y 5,1 MW de solar fotovoltaica [3].

La nueva tendencia para el esquema de los programas de electrificación rural está basada claramente en la rentabilidad y por ende la energía renovable, según las indicaciones de las directivas gubernamentales. A impulsos del cambio hacia una economía de mercado, el sector de la energía asiste a modificaciones profundas que imponen nuevos mecanismos para regular el mercado nacional de electricidad. Como aspectos concretos se pueden mencionar:

- El cambio del estado jurídico de muchas compañías públicas para permitir la apertura del capital a inversiones privadas.
- La nueva legislación para la gestión de la energía y el recurso a las energías renovables.
- El lanzamiento de un programa nacional de I+D dedicado a energías renovables.
- Los nuevos Planes de Vivienda.

#### Electrificación Rural

Argelia cuenta con una tasa nacional de electrificación del 96%, y la electrificación rural representa uno de los mayores segmentos del mercado futuro. En este sentido, y según el censo efectuado por la compañía privada Sonelgaz a fecha de 2010, hay cerca de 40.000 viviendas que no serán incluidas en ningún programa de electrificación dentro de 413.000 viviendas potenciales. Si suponemos una potencia entre 1 a 2 kWp para suministrar energía a cada una de ellas (dependiendo del nivel de confort requerido), será necesaria una potencia total de 40 a 80 MWp para este segmento. [2]

### 3.2.2. **POTENCIAL SOLAR EN ARGELIA**

La zona costera del norte recibe una media anual de irradiación diaria de 5.5 kWh/m<sup>2</sup>, la zona central recibe 6 kWh/m<sup>2</sup> y la zona del sur 6.5 kWh/m<sup>2</sup> o más. Algunos lugares tienen un micro clima particular y la media anual de la irradiación diaria llega hasta 7.5 kWh/m, es el caso de la famosa región de Tamanrasset. [5]

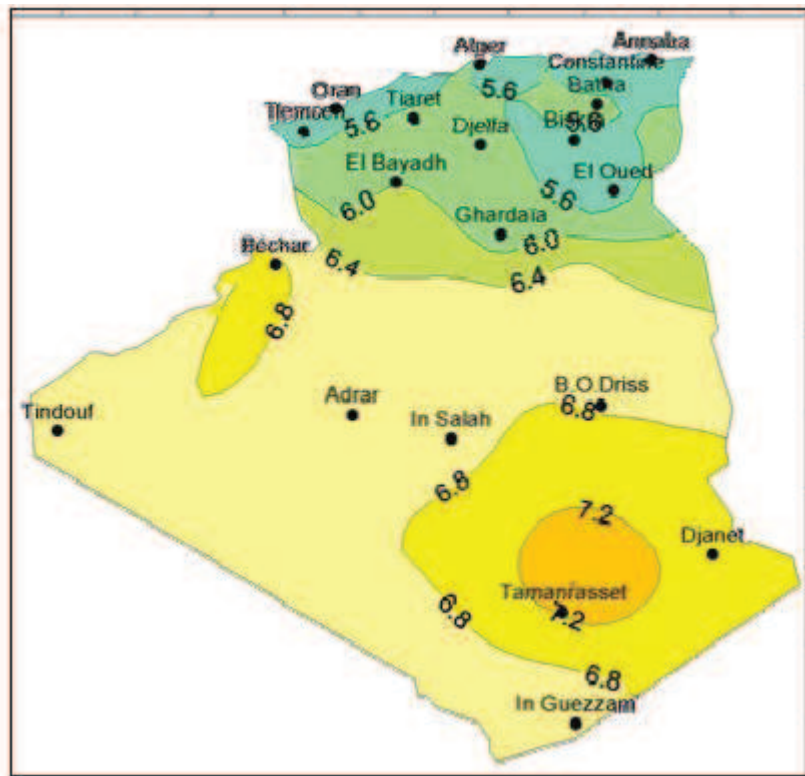


Figura 2. Mapa de radiación de Argelia [4]

En la Figura 2 se nota que las líneas de iso-radiación están muy separadas, es decir, que no hay una malla fina por falta de datos de radiación especialmente para las zonas donde la energía solar fotovoltaica resulta más atractiva (zonas del centro y del sur). En efecto, hay pocas estaciones meteorológicas que miden directamente la radiación solar propiamente dicha. La mayoría se limita a medir “horas de sol”. El norte de África goza de una media de 4,000 horas de sol anuales.

### 3.2.3. **POTENCIAL EÓLICO EN ARGELIA**

El recurso eólico está todavía muy poco analizado en el país, si bien actualmente se están realizando estudios e instalando infraestructuras para la elaboración de mapas eólicos fiables y detallados.

Las zonas costera y central de Argelia no disponen de un gran recurso eólico, al contrario que en la zona sur correspondientes a la expansión sahariana. La zona costera no supera de media anual los 4 m/s, mientras que en el suroeste la media del viento es de 5-6 m/s y su perfil relativamente constante. El color violeta oscuro del mapa eólico de la Figura 3 muestra una velocidad media de 7 m/s, si bien esta zona está severamente afectada por la variabilidad del perfil del viento, debido a las ráfagas de viento y tormentas de arena.

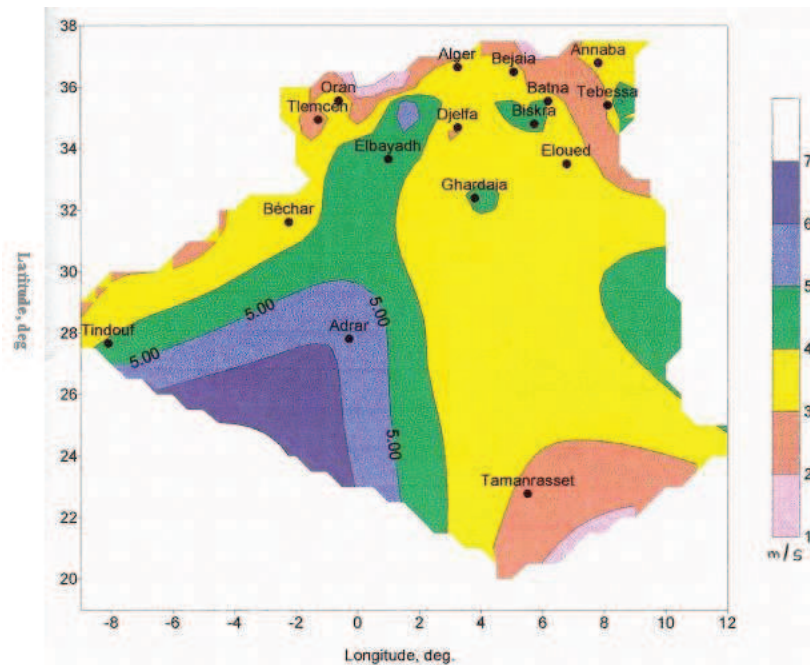


Figura 3. Mapa eólico de Argelia [4]

### **3.3. IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO**

La zona sur del país está muy poco poblada y en su mayoría son grupos étnicos que están comenzando a abandonar su estilo de vida nómada y a asentarse en las ciudades cercanas, creando un aumento de demanda energética. Por otro lado, existe la intención del gobierno de asegurarse una estabilidad económica a base de exportación de gas y la imposición por parte de Europa de aumentar la generación del país mediante fuentes renovables. Además, la mayoría del país goza de recursos inagotables que no se están aprovechando, y particularmente, la zona subsahariana goza de una gran cantidad de agua subterránea potable disponible para su uso tras un tratamiento de extracción y depuración.

Todas estas razones son válidas para proponer la creación de asentamientos en zonas desérticas para la población. De hecho, el gobierno acepta y espera proyectos en colaboración con España para realizar la inversión. Aunque el gobierno quiere destinar la mayor parte de la inversión a energía solar térmica, destinará un pequeño porcentaje a proyectos de redes aisladas en zonas rurales [1].

Por otro lado, también existe un Plan de Vivienda que subvenciona proyectos de nueva construcción, y que destina un 40% de su capital para las zonas rurales.

Es por todo esto que se presenta este proyecto como una guía o planteamiento para la creación total de un asentamiento, incluyendo el suministro energético, de agua y de infraestructura, y valorar su viabilidad económica.



## CAPÍTULO 4 ANÁLISIS Y MÉTODOS

### 4.1. EVALUACIÓN DEL RECURSO EÓLICO

Una de los mayores retos al estudiar la factibilidad de un sistema de energía en un emplazamiento específico, es determinar el recurso potencial de la región. Para determinar el potencial de recurso eólico, se ha seleccionado la estación meteorológica del aeropuerto de In-Salah. Esta localización, situada a 10 km de la ciudad, se considera representativa para este estudio debido a las siguientes razones:

- Está localizado en la cercanía de posibles asentamientos reales de la población.
- La estación proporciona datos a 10 m de altura, condición de la Organización Meteorológica Mundial.
- La estación proporciona datos horarios de manera gratuita a cualquier usuario, al contrario que las demás estaciones del sur del país.

#### 4.1.1. *TRATAMIENTO Y FUENTE DE DATOS*

En este estudio, los datos para el análisis del recurso eólico se han obtenido de una base de datos para aficionados de la aviación, que proporciona acceso gratuito a datos recogidos por las estaciones de aeropuertos mundiales durante los años 2003-2006. Para este estudio, se han seleccionado los dos únicos años que disponían de la totalidad de los datos, desde enero del 2004 hasta diciembre del 2005. Aunque lo ideal hubiera sido disponer de una mayor cantidad de datos y más actualizados, es realmente difícil obtener datos fiables y como mínimo horarios para la zona sur de Argelia.

De los 17520 datos disponibles que debiera haber para los dos años, sólo faltan 415 lecturas, lo que supone el 2,4% del total. Este hecho hace que el estudio sea bastante fiable y también más sencilla la tarea de completar los datos perdidos.

#### 4.1.2. *METODOLOGÍA*

Para determinar el potencial del viento en la región de In-Salah, se ha trabajado tanto con datos horarios para el dimensionamiento, como con medias mensuales para obtener el perfil del viento para cada mes y su distribución de Weibull.

Para rellenar los huecos de las lecturas fallidas, se ha utilizado un método basado en la variación horaria. Este método considera que la velocidad del viento a lo largo del día varía según una función lineal. Esto es, el valor de las lecturas no disponibles será el valor medio de los valores vecinos.

#### 4.1.3. *COMPARACIÓN DE DATOS DE DISTINTAS FUENTES*

Para contrastar datos y asegurar su fiabilidad, se realiza un pequeño estudio comparativo entre las distintas fuentes de datos de la *NASA* y de *windda-is*, introduciéndolos en el software HOMER.

La NASA proporciona medias mensuales obtenidas mediante los datos a lo largo de 20 años. El software HOMER crea una serie de 8760 datos a partir de las medias mensuales que se han obtenido de la base de datos de la NASA.

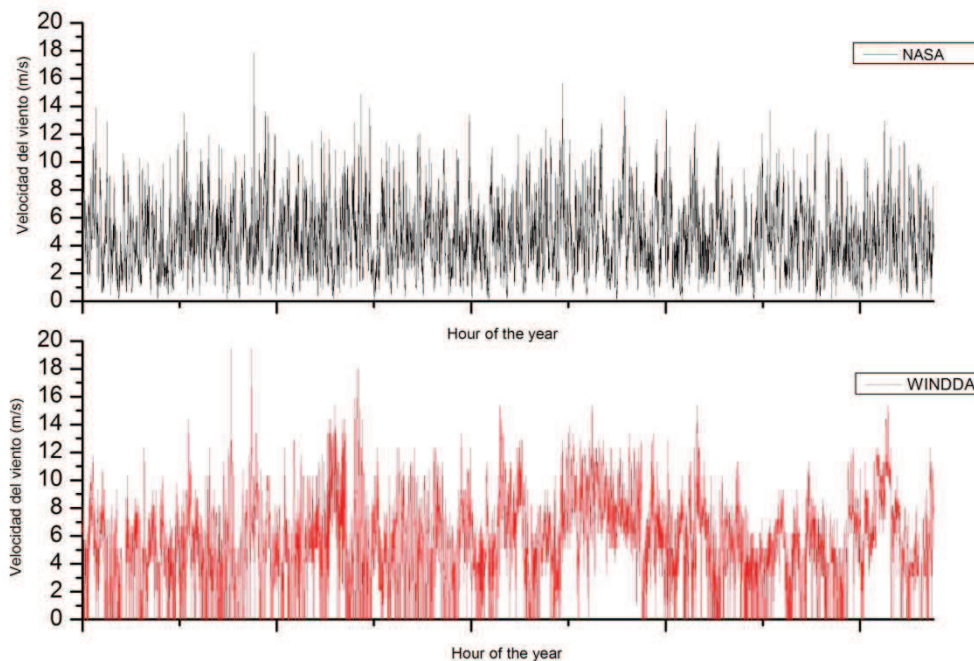


Figura 4. Datos horarios anuales de velocidad de viento de NASA y Windda.

Si se comparan con los datos reales de la estación meteorológica, se observa que los datos generados siguen una línea más constante y que además, prácticamente no tiene datos de valor nulo. Puede observarse que los datos procedentes de ambas fuentes resultan una velocidad media anual del viento similar. El problema de utilizar los datos de la NASA es que estos mismos valores medios promediados con los datos registrados en 20 años, por lo que trabajar con estos datos supondría trabajar bajo una situación menos real.

En términos de valores medios mensuales, los datos procedentes de la base de la NASA muestran muy poca variación entre los valores medios de cada mes, mientras que en el otro caso sí se aprecian altas variaciones de las mismas.

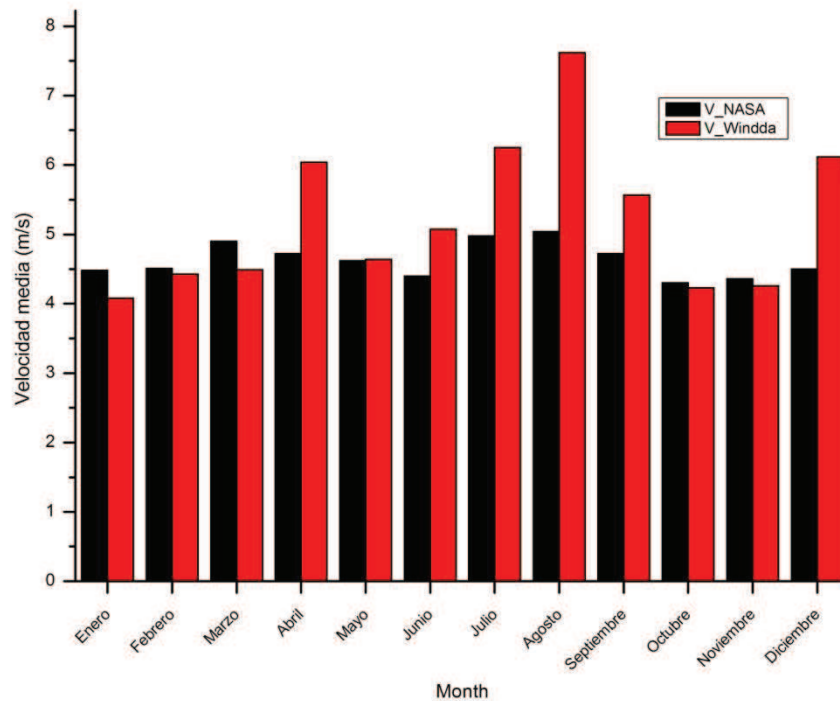


Figura 5. Velocidad viento media mensual de NASA y windda.

La distribución Weibull es una función utilizada para predecir la variación del viento en una localización específica. Hace posible describir el comportamiento de la velocidad del viento y también permite estimar la producción de energía para una localización específica. Es un método para conocer la probabilidad de un valor de viento medio en el emplazamiento.

Los valores de la distribución de Weibull de la serie 1 (NASA) son  $k=1.99$  y  $c=5.22$ . Los valores de la distribución de Weibull de la serie 2 (*Windda-is*) son  $k=1.67$  y  $c=6.01$ .

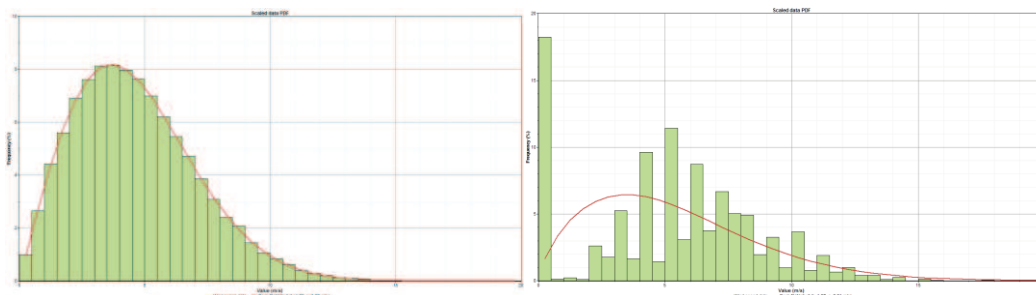


Figura 6. Distribuciones de Weibull de perfiles de viento de NASA y windda.

#### 4.1.4. DATOS DE VIENTO UTILIZADOS

Con el objetivo de utilizar datos que describan mejor las condiciones eólicas reales, se ha decidido trabajar con los datos de viento de la base de datos de *Windda-is*. Su distribución de Weibull y sus valores diarios a lo largo del año se muestran en las figuras 4,5 y 6.

La media anual del emplazamiento elegido es 5,23 m/s, y la hora a la que tiende a alcanzar su máximo valor son las 14.00 h. En el Anexo 1 se adjuntan los perfiles diarios para cada mes y el gráfico correspondiente a medias mensuales.

Mes	Velocidad del viento
	m/s
Enero	4.081
Febrero	4.426
Marzo	4.491
Abril	6.039
Mayo	4.642
Junio	5.072
Julio	6.253
Agosto	7.618
Septiembre	5.567
Octubre	4.23
Noviembre	4.239
Diciembre	6.078
ANUAL	5.235

Tabla 1. Valores medios mensuales de velocidad de viento.

Se concluye que el emplazamiento dispone de un recurso eólico favorable para la instalación de un sistema de generación.

## 4.2. EVALUACIÓN DEL RECURSO SOLAR

En la sección anterior, se ha analizado el potencial del viento y se han comparado brevemente las diferencias entre las bases de datos disponibles. En esta sección se analizará el recurso solar de la misma manera, teniendo en cuenta que existen más bases de datos disponibles.

### 4.2.1. *TRATAMIENTO Y FUENTE DE DATOS*

Para dimensionar las baterías correctamente, es necesario disponer mínimo de datos horarios, tanto de radiación como de viento. Aunque existen varios software que generan la radiación diaria en base a unos algoritmos, se ha conseguido acceder a los archivos METAR de la estación meteorológica de In-Salah durante el período 2004-2005 para el emplazamiento objeto de este estudio [4]. Aunque para la evaluación del recurso eólico se han utilizado los datos de otra estación, se ha seleccionado la estación de la ciudad por dos razones:

- Los datos entre las dos estaciones no difieren entre sí más del 0.1%
- La estación de la ciudad no tiene lecturas fallidas, esto es, tiene los 8760 datos.
- Acceso a los datos registrados gratuito.

Es necesario destacar el hecho de que la mayoría de las estaciones argelinas miden “horas de sol” y están diseminadas en un territorio de 2.2 millones km<sup>2</sup> y que además, el acceso a los datos registrados no es gratuito.

El software de simulación HOMER puede acceder a los datos mensuales a través de internet indicando las coordenadas del emplazamiento, y genera 8760 datos horarios utilizando el algoritmo de Graham.

Además, la NASA proporciona datos medios mensuales calculados a partir de lecturas de satélite durante 23 años. Por otro lado, el software de simulación PVGIS de sistemas fotovoltaicos aislados también dispone de su propia base de datos, aunque al ser libre sólo proporciona valores mensuales.

### 4.2.2. *METODOLOGÍA*

Para determinar el potencial solar en la región de In-Salah, se ha trabajado tanto con datos horarios como con medias mensuales para obtener el perfil diario de radiación,

En este caso en particular, los archivos METAR procedentes de la estación meteorológica de In-Salah

A continuación se muestran los gráficos de radiación horaria sobre plano horizontal para las dos bases de datos.

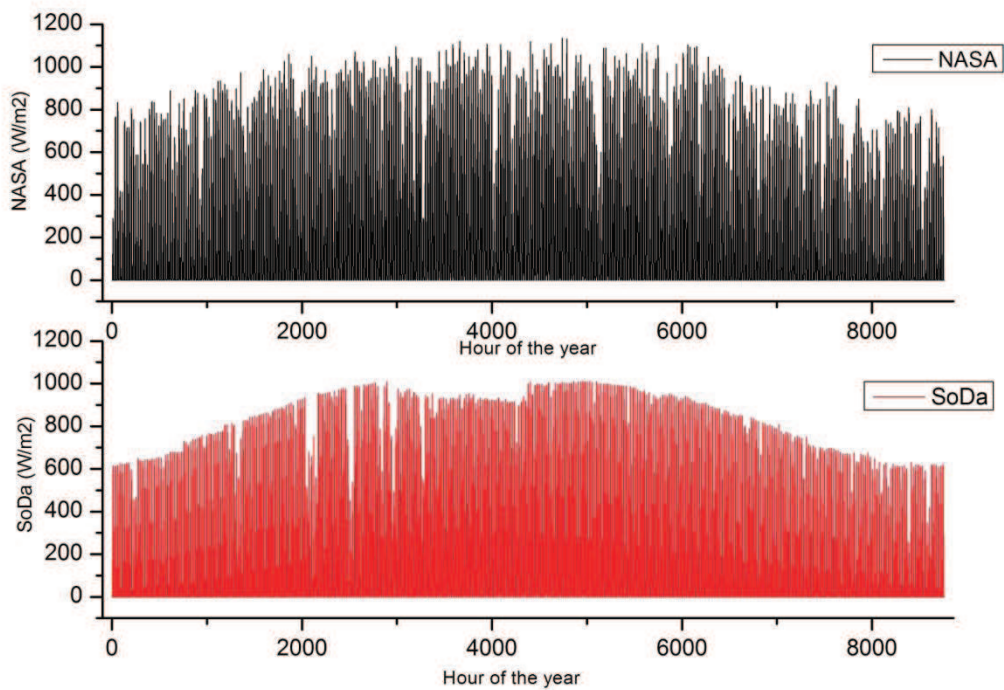


Figura 7. Datos horarios anuales de radiación de NASA y SoDa.

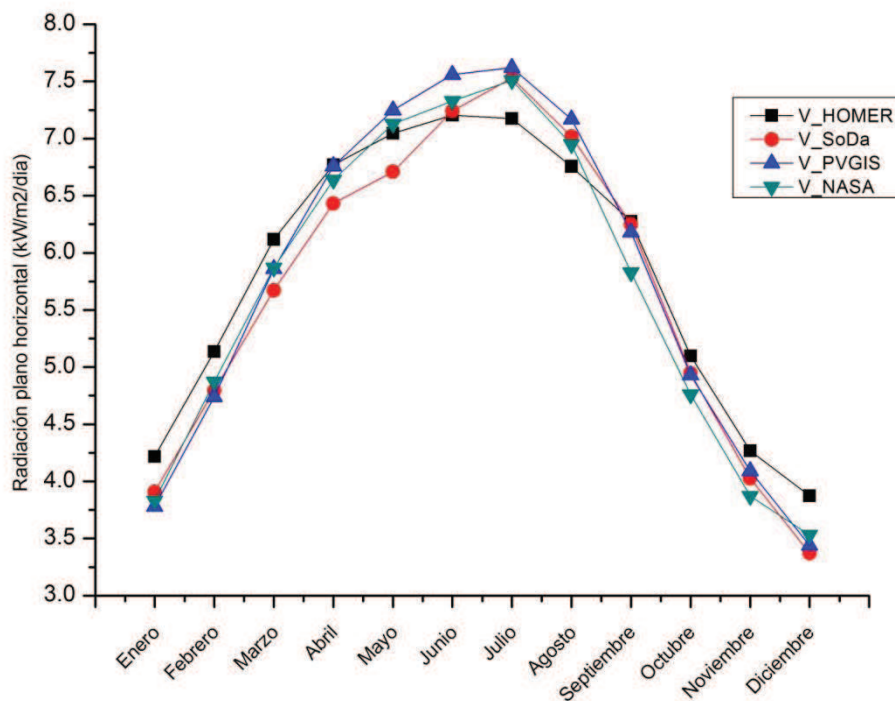


Figura 8. Comparación de radiación media de distintas bases de datos.

Las medias mensuales de las distintas bases de datos muestran ligeras variaciones entre sí. Concretamente, la serie de datos procedentes de la NASA son

valores medios de las lecturas recogidas durante 20 años, y es la curva que más se aproxima a la obtenida para los datos reales de la estación meteorológica. Los dos softwares proporcionan valores medios más elevados, por lo que para el dimensionamiento del sistema de generación se utilizarán los valores de la estación meteorológica.

#### 4.2.3. **DATOS DE RADIACIÓN UTILIZADOS**

Los datos registrados en la estación meteorológica mencionada previamente, indican que el emplazamiento recibe una media anual de radiación de 5,7 kWh/m<sup>2</sup>/día, con un índice de claridad medio de 0.632. Además, goza de unas 4,300 horas de sol anuales. Estos datos indican que esta localización posee un recurso solar de gran calidad.

En el Anexo 2 se adjuntan los perfiles diarios para cada mes y el gráfico correspondiente a medias mensuales.

Mes	Radiación diaria
	(kWh/m <sup>2</sup> /día)
Enero	3.909
Febrero	4.794
Marzo	5.672
Abril	6.433
Mayo	6.71
Junio	7.241
Julio	7.53
Agosto	7.018
Septiembre	6.25
Octubre	4.946
Noviembre	4.027
Diciembre	3.37
ANUAL	5.662

Tabla 2. Valores medios de radiación.



### **4.3. ESTIMACIÓN DE LA CARGA PARA UN ASENTAMIENTO MODELO**

Una de las acciones más importantes en la implementación de cualquier sistema de energía es la estimación de la carga. Esto se hace simplemente calculando el perfil de carga más probable del campo de estudio. Es crucial destacar que la carga varía según la hora, el día y las estaciones, y que el sistema de potencia debe ser capaz de proveer esta demanda siempre. Otro factor importante que debe considerarse en la estimación de cargas es que además de satisfacer las necesidades del consumidor, se debe intentar minimizar las probables pérdidas de energía.

En esta sección, como parte del estudio de implementar un sistema aislado para abastecer a pequeños asentamientos rurales en zonas subsaharianas, se desarrolla una estimación de demanda, realizando un perfil diario y teniendo en cuenta las horas con mayores picos de demanda y su potencia pico máxima.

#### **4.3.1. *METODOLOGÍA***

A la hora de estimar la carga total del asentamiento hay que tener en cuenta varios factores, para lograr crear un perfil de demanda lo más representativo posible de la población a la que va a abastecerse.

En este estudio en particular, el gobierno pretende crear asentamientos utilizando casas prefabricadas con capacidad para cuatro o cinco personas y facilitarles electricidad, agua y el confort de un aire acondicionado. Las comunidades étnicas a las que se quiere asentar suelen constar de unos 200 a 300 miembros.

Así pues, se estima el perfil para una vivienda y se calcula la carga total para un asentamiento de 50 viviendas. Debido a las condiciones de polvo y temperaturas extremas de la zona, también habrá que tener en cuenta la carga que conllevan los equipos de refrigeración de los equipamientos y las baterías. Puesto que la potabilización del agua subterránea es condición indispensable para crear el asentamiento, también habrá que contar con la demanda energética de la unidad potabilizadora.

#### **4.3.2. *ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA PARA LAS DISTINTAS INFRAESTRUCTURAS***

El método preferido para estimar las cargas consiste en observar la potencia de cada equipo y multiplicarlo por sus horas de uso, para así obtener el consumo en vatios hora.



Para cierto tipo de cargas, muchas veces es difícil anticipar su consumo. Aplicaciones tales como la televisión y los electrodomésticos, consumen energía incluso cuando están apagados. Por esta razón es necesario introducir un factor de corrección de 1.1 o 1.2, incluyendo también las pérdidas de conexión y cableado.

#### 4.3.2.1. Cálculo de la demanda para una vivienda individual

La información disponible sobre las intenciones del país sobre este tipo de proyecto, indica que una razón indispensable para conseguir que estos habitantes accedan a residir en un asentamiento es la instalación de un equipo de aire acondicionado. Se ha intentado elaborar una lista realista considerando las costumbres de los grupos étnicos a los que va dirigido el tipo de asentamiento objeto de este proyecto. Esto es, debido a su forma de vida, se omite la instalación de los electrodomésticos propios de la comodidad europea, tales como lavadora, lavavajillas, horno... También se ha tenido en cuenta que la media de miembros de una familia es de 4.5 personas y se ha elegido una casa prefabricada acorde a estas premisas.

La estimación de las horas de uso de los equipos se ha basado en las mismas razones que en la elección de los equipos. Actualmente, el consumo medio de energía de una vivienda en la ciudad de In-Salah es de 15 kWh al día, por lo que los resultados de esta estimación pueden considerarse aceptables. Además, también se ha establecido la franja horaria del uso para elaborar un perfil diario de la carga y poder dimensionar el subsistema de almacenamiento lo más preciso posible. Se supone que no hay cambios estacionales, puesto que el mayor consumo es producido por el aire acondicionado de las viviendas, que funcionará como tal en verano y como bomba de calor en invierno.

A continuación se muestra la tabla correspondiente a las aplicaciones y consumo de una vivienda.

Aplicación	Potencia	Horas de uso	Consumo total
	W	h/día	Wh/día
Iluminación interior (6 unidades)	20	4	80
Iluminación exterior	30	3.5	105
Frigorífico/congelador	300	24	4800
Televisión	115	2	230
Radio	60	2	120
Lámparas de mesa y similares	40	4	160
Ventilador	100	1	100
Aire acondicionado/Bomba de calor	1500	5	7500
<b>TOTAL</b>			<b>13095</b>

Tabla 3. Consumo de vivienda individual.

Es importante resaltar que aunque la potencia del frigorífico sea 300 W, su consumo se supone de 200 W las 24 horas, en base a indicaciones de consumos energéticos de un frigorífico de la misma potencia en un emplazamiento con temperaturas similares.

La potencia del aire acondicionado se elige según unas tablas reguladas, que establecen que para una superficie de 40-60 m<sup>2</sup> son necesarios entre 1.5 y 1.9 kW.

La potencia de cada vivienda es de 2.265 kW y su consumo diario de aproximadamente 14 kWh.

Como se ha mencionado anteriormente, se estima un perfil de consumo basado en la poca información disponible de las costumbres de una familia y suposiciones y similitudes sociales con Europa. La curva de la demanda se muestra a continuación.

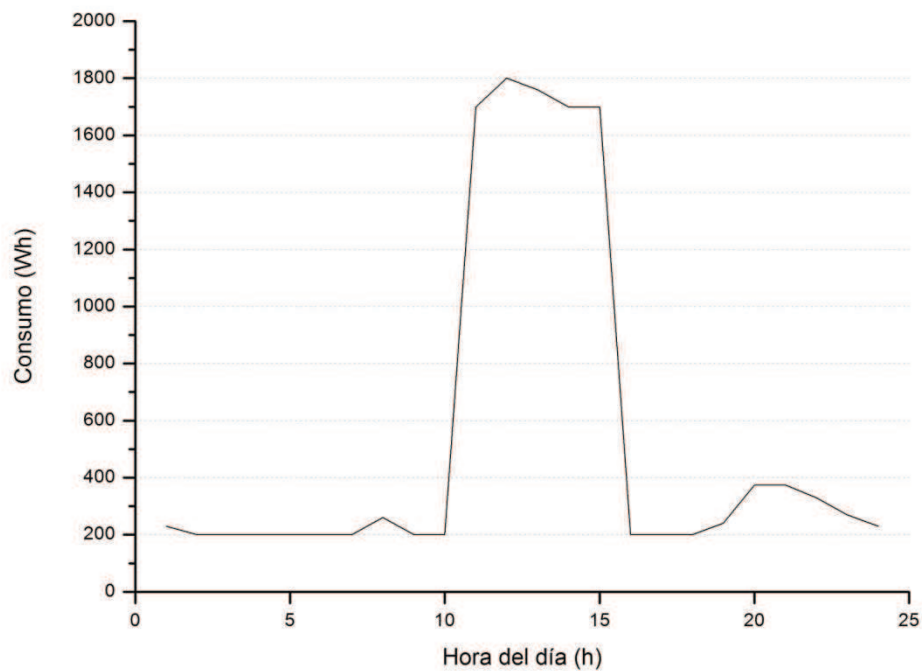


Figura 9. Perfil diario de consumo de vivienda individual.

#### 4.3.2.2. Cálculo de la demanda de la unidad potabilizadora

El problema de las zonas desérticas es la escasez de agua. Particularmente, en la región de este estudio, existen indicios de la presencia de agua subterránea de alta salinidad a baja profundidad. El consumo de agua medio por habitante y día en el sur de Argelia es de 80 litros. En una primera estimación, se establece que se creará un asentamiento para 50 familias de entre 4 y 5 miembros, lo que se traduce en una necesidad de agua potable de 20.000 l/día. Con el fin de optimizar la implantación y funcionamiento del suministro eléctrico a base de energías renovables, se ha pensado en una instalación capaz de suministrar 5000 l/h.

En este apartado se hace hincapié en el consumo de la instalación desalinizadora. Sus etapas y tratamientos son explicados en el apartado posterior correspondiente.

A continuación se muestra la tabla con los equipos eléctricos de la instalación, sus horas de funcionamiento para el suministro de agua necesario que se ha establecido en el párrafo anterior y su potencia.

Unidad	Potencia	Horas de uso	Consumo total
	W	h	kWh/día
Bombeo Abastecimiento Pozo	1500	4	6
Dosificadora Pretratamiento	180	4	0.72
Grupo Presión Proceso	2200	4	8.8
Consumo Válvulas Proceso	600	24	14.4
Bombeo Ósmosis	7500	4	30
Dosificación Final	180	4	0.72
Bomba de recirculación	370	12	4.44
Bombeo abastecimiento a consumo	1500	3	4.5
Alumbrado	232	1	0.232
Maniobras a 24 V	250	24	6
Analizador Cl	200	24	4.8
TOTAL	14712		80.612

Tabla 4. Consumo de unidad potabilizadora.

En el caso de necesitar una mayor cantidad de agua potable, la unidad potabilizadora podría funcionar durante más horas al día. Esto indica la posibilidad de usar el excedente de energía generada por el sistema híbrido para potabilizar agua y almacenarla para casos en los que no se disponga de suficiente recurso eólico y/o solar. En otras palabras, puede considerarse el almacenamiento de agua como otro subsistema de almacenamiento de energía.

#### 4.3.2.3. Cálculo de la demanda de los equipos de refrigeración

Mantener la temperatura de trabajo adecuada para los equipos electrónicos del sistema de almacenamiento y de generación es importante para la correcta operación de los mismos y la obtención de la máxima eficiencia. Sobre todo es importante mantener una temperatura de entre 20 y 25°C en la espacio de las baterías, puesto que disminuye su eficiencia significativamente con la temperatura, tal y como muestra la hoja de características del Anexo 3.

Con el fin de abaratar costes, se ha pensado en la opción de ubicar las baterías y otros equipos en los contenedores marítimos necesarios para el transporte hasta Argelia. En base a esto y a las altas temperaturas de la región, se estiman necesarios dos aparatos de aire acondicionado de 8 kW trabajando durante 8 horas diarias, lo que supone un consumo 64 kWh/día.

También se ha tenido en cuenta la instalación de sistemas de ventilación sin consumo energético y de máxima eficiencia contra la arena.

#### 4.3.3. DEMANDA TOTAL DE UN MODELO DE ASENTAMIENTO

Como se ha mencionado en la introducción de este capítulo, se estiman aproximadamente 50 viviendas para la creación de un modelo de asentamiento.

A continuación se muestra la tabla con la estimación de los consumos totales del asentamiento o poblado y su perfil diario.

Horas	Asent. 50 viviendas	Consumo potabilizadora				Refrigeración	Consumo total
		Cargas fijas	Iluminación	Presión y Ósmosis	Bombeo abastecimiento	Aire Acondicionado	
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
6	10	1.42	0	11.65	0	0	23.07
7	10	1.42	0	11.65	1.5	0	24.57
8	13	1.42	0.232	0	0	0	14.652
9	10	1.42	0	0	0	0	11.42
10	10	1.42	0	0	0	8	19.42
11	85	1.42	0	0	0	8	94.42
12	90	1.42	0	0	0	8	99.42
13	88	1.42	0	0	0	8	97.42
14	85	1.42	0	0	1.5	8	95.92
15	85	1.42	0	0	0	8	94.42
16	10	1.42	0	0	0	8	19.42
17	10	1.42	0	11.65	0	8	31.07
18	10	1.42	0	11.65	0	0	23.07
19	12	1.42	0	0	0	0	13.42
20	18.75	1.42	0	0	0	0	20.17
21	18.75	1.42	0	0	1.5	0	21.67
22	16.5	1.42	0	0	0	0	17.92
23	13.5	1.42	0	0	0	0	14.92
24	11.5	1.42	0	0	0	0	12.92
1	11.5	1.42	0	0	0	0	12.92
2	10	1.42	0	0	0	0	11.42
3	10	1.42	0	0	0	0	11.42
4	10	1.42	0	0	0	0	11.42
5	10	1.42	0	0	0	0	11.42
						TOTAL DÍA	807.912

Tabla 5. Demanda total diaria del asentamiento completo.

El consumo total diario para un asentamiento de 50 viviendas es de aproximadamente 808 kWh, con su pico de máximo consumo al mediodía, que se mantiene muy elevado hasta las 15 horas. Este gran pico de consumo es debido a que se suponen los 50 equipos de aire acondicionado funcionando simultáneamente. En vez de tener en cuenta un factor de simultaneidad y/o de corrección, se trabaja con esta hipótesis para realizar el dimensionamiento para la mayor carga posible.

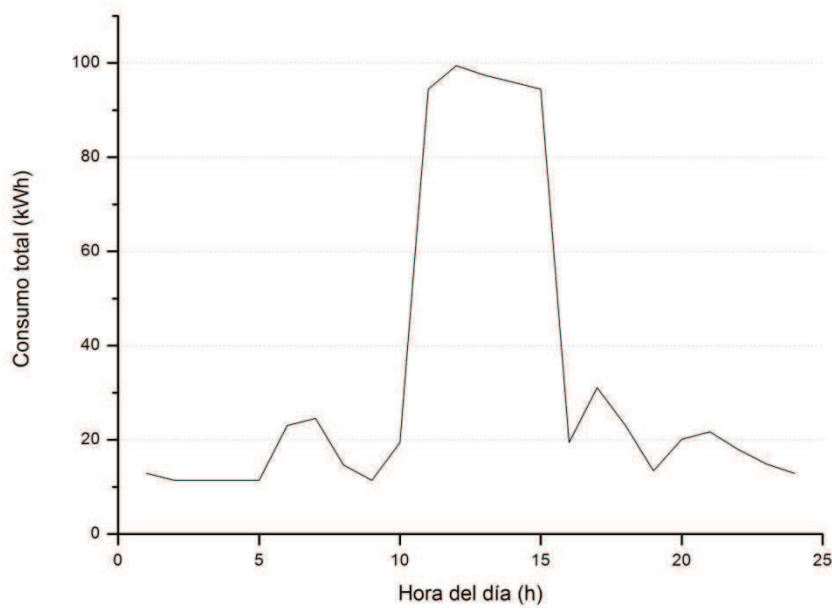


Figura 10 Perfil diario de consumo del asentamiento.

Como se puede observar, el pico de consumo energético se produce a mediodía y alcanza los 100 kWh. Este pico se mantiene elevando durante 4 horas, y corresponde al periodo de funcionamiento de los equipos de aire acondicionado de las viviendas. Los dos picos de 30 kWh que se muestran corresponden al funcionamiento de la potabilizadora.

## 4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA: MÉTODO 1

En sistemas aislados de la red, el dimensionamiento es muy importante, puesto que un diseño adecuado concluye en gran eficiencia con una inversión mínima. El uso de sistemas híbridos eólico-fotovoltaicos incrementa la eficiencia del sistema, puesto que estos recursos normalmente son complementarios.

Para diseñar el subsistema de generación y el subsistema de almacenamiento con baterías se ha utilizado un método basado en una estrategia tecno-económica. El método garantiza el suministro de energía necesario con la menor inversión. [6]

Este método busca encontrar una solución para conseguir un sistema ni muy pequeño ni muy sobredimensionado. Además, al contrario que otros métodos que sólo desarrollan el dimensionamiento del sistema de generación, este también dimensiona el subsistema de almacenamiento.

Esta sección desarrolla el método de dimensionamiento y analiza la mejor solución a adoptar. Los detalles de cada sistema se exponen en las subsecciones posteriores.

### 4.4.1. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

Cuando se dimensiona un sistema híbrido aislado, conocer el recurso del emplazamiento es indispensable para determinar la generación. El estudio del perfil de la carga es también necesario, para poder realizar una comparación entre la energía producida y la demandada. Finalmente, es necesario conocer las principales características del equipamiento que compone el sistema híbrido, en general:

- Subsistema de generación fotovoltaico: área unitaria ( $A_{PV,u}$ ), eficiencia del módulo ( $\eta_{PV}$ ) y la inclinación.
- Subsistema de generación eólico: curva de potencia del aerogenerador, área de barrido ( $A_{W,u}$ ), altura ( $h$ ).
- Subsistema de almacenamiento: voltaje ( $V_{sis}$ ), capacidad ( $S_{bat}$ ) y profundidad máxima de descarga ( $P_{Des}$ ).
- Eficiencia de los equipos de conversión.
- Costes de cada equipo.

Una vez se disponen de los datos de recurso y se ha elegido el equipamiento, se calcula la energía por área producida horaria y posteriormente mensual. En este momento se introduce el concepto de fracción de renovable, donde  $f$  es la fracción de fotovoltaica y por ende  $(1-f)$  la fracción eólica. El valor  $f=0$  corresponde a un sistema completamente eólico y  $f=1$  completamente fotovoltaico. El cálculo de las áreas que cubre cada subsistema se realiza para el peor mes, consiguiendo así no sobredimensionar y asegurando que el sistema cubre la demanda. De este modo se obtienen distintos valores de área para los distintos valores de  $f$ .

El subsistema de almacenamiento se dimensiona para los distintos valores de  $f$  y teniendo en cuenta el déficit de energía acumulado en cada día. Aquí se introduce el concepto de Probabilidad de Pérdida de Carga o LPSP (*Loss of Power Supply Probability*). Si  $LPSP = 0$ , significa que la carga estará siempre cubierta, y si  $LPSP = 1$ , nunca se satisface.

Una vez se han obtenido todas las combinaciones posibles, se elige una de ellas siguiendo un compromiso fiabilidad-inversión, que viene determinado por:

- Número de baterías – LPSP: se determina la probabilidad de cubrir completamente la carga para diferentes cantidades de baterías.
- LPSP – Costes: se representan los costes de inversión para cada sistema en función de cubrir o no toda la demanda.

#### 4.4.2. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA

##### 4.4.2.1. Datos de partida

Los datos de recurso y de demanda se han analizado en la sección 4.3.

Para el subsistema eólico, se ha seleccionado el aerogenerador de Boreas AIR-100, que ha sido desarrollado en parte en la Universidad Pública de Navarra, y que lleva en operación dos años bajo condiciones similares a las de una zona desértica con excelentes resultados.

Para el subsistema fotovoltaico, se han escogido unos módulos FTS 245M de 245 Wp. Las baterías elegidas son 16 OPZS 2000 de Enersys, y se establece una eficiencia de los equipos de conversión del 95%.

La tabla a continuación muestra las características necesarias para el cálculo con este método:

Aerogenerador BOREAS AIR-100			Módulo FTS 245M			Baterías 16 OPZS2000		
Potencia	kw	100	Potencia	W	245	Voltaje(Vsis)	V	2
Radio	m	11.25	Inclinación	°	26	Capacidad(Sbat)	Ah	2240
Cp		0.35	Eficiencia	%	15.06	Máx. Profundidad de descarga (Pdes)	%	80
Área	m <sup>2</sup>	397.61	Área	m <sup>2</sup>	1.63647			
Altura	m	25	I <sub>mp</sub>	A	7.97			
			V <sub>mp</sub>	V	30.75			
			I <sub>sc</sub>	A	8.46			
			V <sub>oc</sub>	V	37.7			
Precio	€	300000	Precio	€	326	Precio	€	534

Tabla 6. Características básicas de componentes del sistema.

Las hojas de especificaciones se adjuntan en los anexos 3,4 y 5.

#### 4.4.2.2. Dimensionamiento de los subsistemas de generación

Primeramente, se determina la generación por unidad de área de fotovoltaica y eólica diario  $e_{wj}$  y  $e_{pv,j}$  ( $j=1,2,3...365$ ), y a partir de estos valores la generación mensual  $q_{w,i}$  y  $q_{pv,i}$  ( $i=1,2,3...365$ ). De igual manera se procede con el cálculo de la energía demandada.

En el caso del cálculo de energía eólica, primero es necesario extrapolar los datos de velocidad del viento, ya que la altura de referencia de la estación meteorológica (10 m) no es la altura a la que está situado el generador (25 m). Esto se calcula mediante la ecuación:

$$v = v_{ref} \cdot \frac{\ln(h/h_o)}{\ln(h_{ref}/h_o)}$$

Donde  $v_{ref}$  es la velocidad de referencia,  $h_{ref}$  la altura de referencia,  $h$  la altura de la torre y  $h_o$  la altura de rugosidad del terreno. Se ha escogido un valor de  $h_o=0.01$  para superficies tipo pistas de aeropuertos en base a los valores normalizados que se observan en tabla 8.

Z <sub>o</sub> (m)	
1.00	Ciudad
	Bosque
0.50	Suburbios
0.30	Cinturones verdes
0.20	Arbolado abundante
0.10	Campo
0.05	Campo abierto
0.03	campo sin construcciones sin arbolado
0.01	Pistas de aeropuertos hierba cortada
5.10 <sup>-3</sup>	Terreno descubierto
10 <sup>-3</sup>	Superficies nevadas
3.10 <sup>-4</sup>	Superficies de arena
10 <sup>-4</sup>	Agua (lagos, mar)

Tabla 7. Valores de altura de rugosidad.



El resumen de los datos mensuales de los subsistemas de generación y de la demanda se muestra en la tabla 10.

Mes	Fotovoltaica	Eolica	Demanda
	kWh/m2	kWh/m2	kWh
Enero	17.3775834	42.8801713	25045.272
Febrero	18.3593448	44.9270434	22621.536
Marzo	20.8510218	69.1852602	25045.272
Abril	20.7434934	117.973653	24237.36
Mayo	19.0281594	58.2367849	25045.272
Junio	19.6885404	69.9903316	24237.36
Julio	23.3079102	98.2342886	25045.272
Agosto	22.4707248	139.863889	25045.272
Septiembre	21.657786	74.0495432	24237.36
Octubre	19.0183704	37.5197813	25045.272
Noviembre	17.3655354	44.6828676	24237.36
Diciembre	14.1705564	102.034346	25045.272

Tabla 8. Generación mensual de cada sistema.

El siguiente paso es calcular las áreas necesarias para cubrir la carga para los distintos valores de  $f$  y los diferentes meses. Para ello se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$A_{PV,i} = f \cdot \frac{Q_{D,i}}{q_{PV,i}}$$

$$A_{W,i} = (1 - f) \cdot \frac{Q_{D,i}}{q_{W,i}}$$

$$A_i = A_{PV,i} + A_{W,i} \text{ con } i = 1, 2 \dots 12$$

Así se calcula la potencia a instalar en cada subsistema, y se selecciona el mes con el valor máximo de área total para cada  $f$ . Como resultado, para las fracciones desde  $f=0$  hasta  $f=0.4$ , el peor mes es Octubre con la menor generación eólica. Desde  $f=0.5$  hasta  $f=1$ , el peor mes es Diciembre y para  $f=0.5$ , lo es Enero.

f	0			0.1				1		
	Apv	Aw	A	Apv	Aw	A		Apv	Aw	A
Enero	0	584.075839	584.075839	144.1240213	525.6682551	669.7922764	.....	1441.24021	0	1441.240213
Febrero	0	503.5171313	503.5171313	123.2153775	453.1654181	576.3807956	.....	1232.15377	0	1232.153775
Marzo	0	362.0030037	362.0030037	120.1153221	325.8027034	445.9180255	.....	1201.15322	0	1201.153221
Abril	0	205.4472285	205.4472285	116.8431929	184.9025057	301.7456986	.....	1168.43193	0	1168.431929
Mayo	0	430.0593179	430.0593179	131.6221473	387.0533861	518.6755334	.....	1316.22147	0	1316.221473
Junio	0	346.2958304	346.2958304	123.1038945	311.6662474	434.7701419	.....	1231.03894	0	1231.038945
Julio	0	254.9544802	254.9544802	107.4539578	229.4590322	336.91299	.....	1074.53958	0	1074.539578
Agosto	0	179.0688941	179.0688941	111.4573394	161.1620047	272.6193441	.....	1114.57339	0	1114.573394
Septiembre	0	327.3127552	327.3127552	111.910608	294.5814797	406.4920878	.....	1119.10608	0	1119.10608
Octubre	0	667.5218017	667.5218017	131.6898949	600.7696216	732.4595165	.....	1316.89895	0	1316.898949
Noviembre	0	542.4307185	542.4307185	139.5716253	488.1876466	627.7592719	.....	1395.71625	0	1395.716253
Diciembre	0	245.4592308	245.4592308	176.7416274	220.9133078	397.6549352	.....	1767.41627	0	1767.416274
Max	0	667.5218017	667.5218017	176.7416274	600.7696216	732.4595165		1767.41627	0	1767.416274

Tabla 9. Resultados de áreas necesarias para distintos valores de f.

Una vez hecho esto, se calcula el número entero de elementos necesarios para cubrir el área de cada fracción, y así obtener la potencia a instalar de cada subsistema. Los resultados se muestran en la siguiente tabla:

f	Ppv	Pw	Ppv	Pw
	kW	kW	kW	kW
0	0	200	0	200
0.1	26.705	200	30	200
0.2	53.165	200	50	200
0.3	79.625	200	80	200
0.4	106.085	200	110	200
0.5	132.545	100	130	100
0.6	159.005	100	160	100
0.7	185.465	100	190	100
0.8	211.925	100	210	100
0.9	238.385	100	240	100
1	264.845	0	260	0

Tabla 10. Potencias subsistemas para distintos valores de f.

La potencia del subsistema fotovoltaico se redondea a múltiplos de 10, en la dirección en la que la diferencia es menor.

#### 4.4.2.3. Dimensionamiento del subsistema de almacenamiento – carga totalmente cubierta

Una vez se ha determinado el sistema de generación para los distintos valores de f, se dimensiona el subsistema de almacenamiento para garantizar el balance entre generación y demanda.

Primero, se calcula el número necesario de baterías para igualar exactamente la generación y consumo a lo largo del año (LPSP=0). Se define el déficit de energía ( $D$ ) como la diferencia entre la energía suministrada por el sistema de generación renovable ( $E_{RE}$ ) y la demandada por la carga ( $E_D$ ). Este déficit se calcula para cada día del año de la siguiente forma:

$$E_{RE,j} = N_W \cdot A_{W,u} \cdot e_{W,j} + N_{PV} \cdot A_{PV,u} \cdot e_{PV,j}$$

$$D_j = E_{RE,j} - E_{D,j} \text{ con } j = 1, 2 \dots 365$$

Considerando déficit inicial acumulado nulo, se determina el acumulado para cada día ( $DA_j$ ). Este valor no puede ser positivo porque las baterías no pueden cargarse más de su capacidad. Se calcula el déficit acumulado para cada día mediante el valor del día anterior y el de ese día según:

$$DA_1 = 0$$

$$DA_j = DA_{j-1} + D_j \text{ con } j = 2, 3 \dots 365$$

$$\text{Si } DA_j > 0, DA_j = 0$$

A continuación se determina el número de baterías necesario para cubrir el máximo déficit acumulado en base a

$$N_{Bat} = \frac{DA_{max} \cdot 1000}{V_{sis} \cdot S_{Bat}} \cdot \frac{100}{P_{Des}}$$

Al igual que con las unidades de generación, el número de baterías debe redondearse. Puesto que la energía generada y el déficit acumulado dependen del número de paneles fotovoltaicos y de aerogeneradores, y por ello de  $f$ , el número de baterías también depende de este parámetro. El resultado es, para cada valor de  $f$ , un número de paneles, aerogeneradores y baterías.

Finalmente, ha de seleccionarse una de las combinaciones. Para ello se calcula el coste total de los elementos, y se elige la combinación que tenga menor coste. La siguiente tabla recoge los resultados:

f	Npv (kW)	Nw	Nbat	COSTES (€)
0	0	2	1332	1826772
0.1	30	2	926	1493270
0.2	50	2	726	1335802
0.3	80	2	436	1108484
0.4	110	2	278	1002738
0.5	130	1	252	705524
0.6	160	1	252	745296
0.7	190	1	128	670864
0.8	210	1	110	681018
0.9	240	1	92	704212
1	260	0	472	780924

Tabla 11. Resultados de combinaciones para distintos valores de  $f$ .

Analizando estos resultados, se observa que la combinación más económica es la que combina un 70% de fotovoltaica y 30% de eólica, con un coste total de aproximadamente 670,000 €, si bien las combinaciones inmediatamente siguientes también pueden considerarse económicas.

Una cobertura equivalente 50% - 50% entre el sistema fotovoltaico y el eólico necesita menos potencia fotovoltaica que la combinación de  $f=0.7$ , y sin embargo su coste es mayor. Este hecho es debido a que en los sistemas híbridos, las baterías suelen ser el elemento con el precio más elevado, y esta última combinación de  $f=0.5$  dobla la cantidad de baterías necesarias respecto a la combinación de  $f=0.7$ .

De todas formas, el coste de inversión no debe ser el único criterio de elección, ya que un sistema de almacenamiento menor conlleva mayores porcentajes de energía desaprovechada.

#### **4.4.2.4. Dimensionamiento del subsistema de almacenamiento – carga parcialmente cubierta**

El sistema obtenido en el apartado anterior puede reducirse considerablemente si se permite algo de pérdida de suministro a la carga. Las relaciones entre el número de baterías y LPSP, y costes con LPSP se han analizado con este propósito.

La energía demandada por la carga no está cubierta cuando la energía suministrada por los paneles fotovoltaicos y el aerogenerador no es suficiente, y la energía almacenada en las baterías ( $E_{bat}$ ) está por debajo de su nivel permitido.

$$LPSP = \frac{\sum_{t=1}^T LPS(t)}{\sum_{t=1}^T E_D(t)}$$

$$LPS(t) = E_D(t) - E_{RE}(t) - (E_{Bat}(t-1) - E_{Bat,min})$$

$$con E_{Bat,min} = E_{Bat,max} \cdot \frac{100 - P_{des}}{100}$$

$$E_{Bat,max} = N_{Bat} \cdot \frac{S_{bat} \cdot V_{sis}}{100}$$

En estas ecuaciones LPS representa la cantidad de energía no cubierta por el sistema. En este estudio el déficit de energía se calcula diariamente.

$LPSP_j$  no puede tomar valores negativos, puesto que esto indicaría que la energía disponible es suficiente y no habría pérdida de carga.

Para determinar el valor de LPS para el primer día del periodo a analizar, es necesario conocer si las baterías están completamente cargadas o descargadas, lo que nos lleva a especificar respectivamente dos escenarios.

$$\text{Escenario 1: } LPS_1 = E_{D,1} - E_{RE,1} - (E_{Bat,max} - E_{Bat,min})$$

$$\text{Escenario 2: } LPS_1 = E_{D,1} - E_{RE,1}$$

La energía almacenada por las baterías al concluir el día ( $E_{bat,j}$ ) depende de la energía almacenada al final del día anterior ( $E_{bat,j-1}$ ) y de la energía demandada y suministrada para ese día ( $E_{d,j}$  y  $E_{RE,j}$ )

$$E_{Bat,j} = E_{Bat,j-1} + D_j = E_{Bat,j-1} + E_{RE,j} - E_{D,j} \quad \text{con } j = 2, 3 \dots 365$$

La energía almacenada no puede exceder la capacidad de las baterías ( $E_{bat,max}$ ). Además, las baterías no pueden descargarse por debajo de su máxima profundidad de descarga, siendo en ese caso la energía almacenada  $E_{bat,min}$ . Finalmente, la energía almacenada el primer día se calcula dependiendo del escenario.

$$\text{Escenario 1: } E_{Bat,1} = E_{Bat,max} + E_{RE,1} - E_{D,1}$$

$$\text{Escenario 2: } E_{Bat,1} = E_{Bat,min} + E_{RE,1} - E_{D,1}$$

Para este caso se ha decidido que las baterías estén totalmente cargadas el primer día, esto es, a partir de este punto sólo se representarán las relaciones para el escenario 1.

Una vez obtenidas las relaciones LPSP y número de baterías, se obtiene la siguiente gráfica:

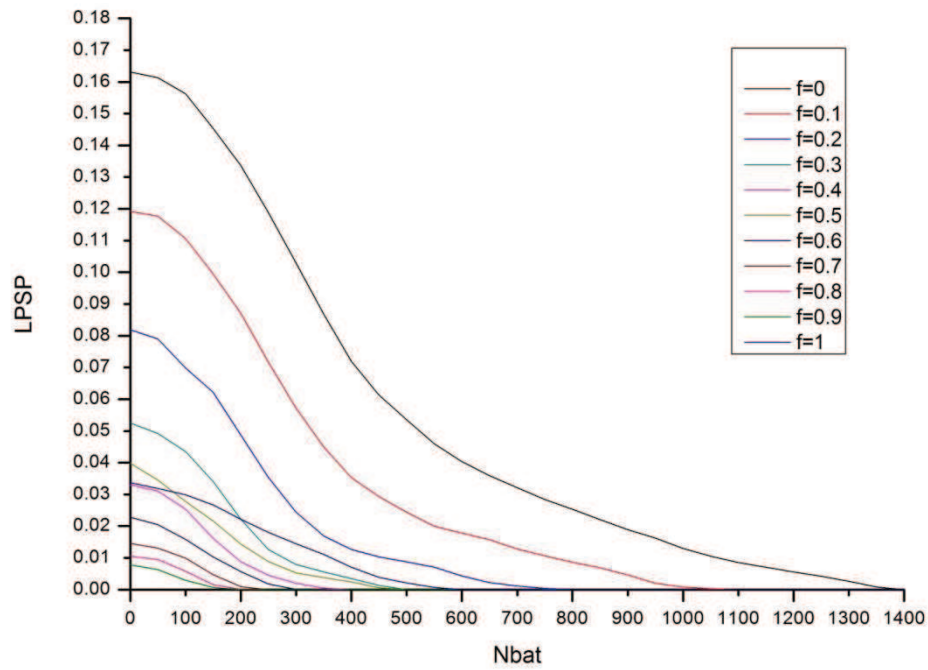


Figura 11. Gráfico relación LPSP-Número de baterías.

El valor de LPSP disminuye con el aumento del número de baterías para todos los posibles valores de  $f$ , debido a que mayor cantidad de energía puede ser suministrada por las mismas. En términos de  $f$ , si se analiza un valor particular de LPSP, las combinaciones que incluyen un menor número de baterías son aquellas basadas principalmente en energía fotovoltaica. Por otro lado los sistemas con  $f$  cercano a 0 necesitan mayor número de baterías. Es más, puede observarse que las curvas alcanzan el valor nulo de LPSP para el número de baterías considerado para un sistema sin déficit de energía correspondiente a la tabla 13.

Puesto que se busca un compromiso entre fiabilidad e inversión, se representa la relación entre ellas, tal y como muestra la siguiente figura:

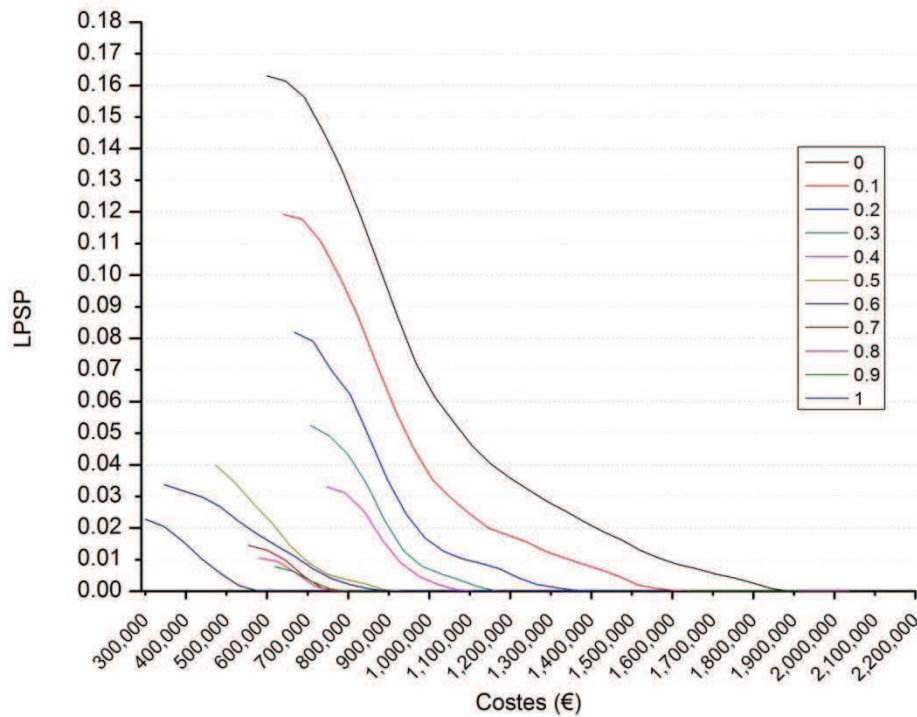


Figura 12. Gráfica relación LPSP-Costes.

La figura muestra que hay un coste de inversión inicial mínimo para cada valor de  $f$ . En estos casos la inversión no puede reducirse por el simple hecho de que es el coste del sistema renovable en sí. Desde  $f=0$  hasta  $f=0.4$  se concluye que el sistema requiere una alta inversión inicial y no ofrece una probabilidad de pérdida de carga tan baja como otras combinaciones. Claramente, la combinación  $f=0.6$  es la óptima, puesto que alcanza las inversiones más bajas para pérdidas de carga inferiores al 2%. Si se escoge el valor de  $LPSP = 0.015$ , las combinaciones que menor inversión inicial requieren son  $f=0.6$ ,  $f=0.7$  y  $f=0.8$ .

Por ejemplo, para una inversión máxima de 650,000 €, la combinación con menor LPSP es  $f=0.9$ , seguida de  $f=0.8$  y  $f=0.7$ .

#### 4.4.3. **SOLUCIÓN OBTENIDA POR EL MÉTODO 1**

Como se ha comentado, en este análisis la combinación que optimiza el recurso renovable con la inversión requerida es un 60% de parte fotovoltaica y un 40% de recurso eólico. Bien es verdad que un sistema puramente fotovoltaico también sería viable, debido al gran recurso solar del que dispone el emplazamiento y el bajo coste de cada panel comparado con el aerogenerador.

Además, debe indicarse que la elección del peor mes como un patrón global para dimensionar los subsistemas de generación renovable representa un compromiso entre dimensionar para el peor mes y para cada subsistema para su peor mes. Esto hace posible que mediante resultados medios se logre un compromiso real entre fiabilidad, energía desaprovechada e inversión.

Por otro lado, las noticias sobre las inversiones que Argelia quiere realizar requieren la presencia de energía eólica, por lo que se concluye que la mejor opción para este caso particular es instalar los componentes correspondientes a la fracción  $f=0.6$ . Además con el fin de que la inversión total del asentamiento no sobrepase los 3.000.000 €, se ha optado por instalar un número de baterías menor y añadir un generador Diesel para suplir los días con déficit de energía.



## 4.5. OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA MEDIANTE SIMULACIÓN

### 4.5.1. DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO

El primer paso en el proceso de optimización del sistema aislado es introducir en el software los datos de radiación y viento con los que se ha trabajado en los capítulos anteriores. Una vez hecho esto, también deben introducirse las características de los componentes que hemos seleccionado y proceder a las simulaciones. Han de tenerse en cuenta varios parámetros para lograr una optimización del sistema y tener un criterio de comparación. Estos parámetros se citan a continuación:

- Coste del sistema (inversión inicial, O&M, NPC total...)
- Fracción renovable (RF)
- Exceso de energía producida
- Disponibilidad del recurso

Uno de los factores cruciales a decidirse es el coste de cada componente. En el análisis de costes se consideran la inversión inicial, los costes de operación y mantenimiento y los costes de los reemplazos. Con el fin de obtener resultados aceptables, se han considerado diferentes valores para algunos factores.

La fracción renovable (RF) es un coeficiente importante en este caso, por lo que se han realizado las simulaciones para los valores comprendidos entre 90% y 100%. Otro factor restrictivo es el exceso de energía producida. HOMER dispone de una opción para incluir esta restricción simulando la capacidad de pérdida de carga. En este estudio se limita desde el 0 al 1.5%.

Una vez se hayan realizado las simulaciones correspondientes, se elige y analiza la mejor opción.

### 4.5.2. DEFINICIÓN DE FACTORES QUE AFECTAN AL PROCESO DE OPTIMIZACIÓN

#### 4.5.2.1. Estimación de los costes de los componentes

En esta sección se analizan los costes de los diferentes componentes. En el software HOMER, los costes pueden categorizarse en dos grupos. El primer grupo lo forman los costes de inversión inicial, de operación y mantenimiento (O&M) y de reemplazo. El segundo grupo engloba los costes netos (*NPC-net present cost*), el capital inicial total y el coste de energía (COE). Estos términos se describen brevemente en los siguientes párrafos.

### Coste de inversión inicial

El coste de inversión inicial de un componente es el coste total del mismo una vez instalado al inicio del proyecto. Los valores correspondientes de cada equipo se muestran en la tabla al final de esta sección, junto con los valores de otros parámetros. Este término se proporciona en euros por wattio intencionadamente para poder realizar las comparaciones y análisis de sensibilidad de una manera más cómoda y sencilla.

### Coste de operación y mantenimiento

Este término representa el coste anual que supone el mantenimiento y la operación de cada equipo. Al igual que los demás términos, sus valores se muestran en la tabla correspondiente. Estos valores se han determinado mediante las especificaciones que proporcionan los fabricantes de cada equipo y el precio de la mano de obra del país destino. Según estudios recientes (Febrero,2013) la mano de obra de un ingeniero en Argelia se estima en 7.5 €/h. [8]

En el caso del generador diesel, no es necesario introducir los datos de este coste, si no que el propio software dispone de un algoritmo para calcular el coste final del combustible. Los últimos datos evalúan el precio del diesel en Argelia en 0.24 €/l. [8]

HOMER también ofrece la opción de valorar en el proceso de optimización los costes de emisiones de CO<sub>2</sub>. Sin embargo, el país no aplica actualmente ninguna ley de sanción en este campo, por lo que se ha decidido no tenerlo en cuenta para este estudio.

### Costes de recambios/reemplazos

Este coste es el precio del recambio del equipo al final de su vida útil. Este precio puede diferir del precio inicial por diversas razones. Por ejemplo, podría no ser necesario reemplazar todos los componentes del equipo o su precio podría haber disminuido durante el transcurso del tiempo. Para poder estimar estos costes, se han tenido en cuenta las siguientes estimaciones:

- No se considera un reemplazo completo de la instalación.
- El precio de los componentes sigue una línea de tendencia decreciente, acorde con lo acontecido en la última década. Este hecho es factible gracias a las investigaciones en vigor, tanto en los campos fotovoltaico y eólico como en el de sistemas de almacenamiento de energía.

El coste de reemplazamiento del aerogenerador se calcula basándose en los dos asumibles anteriores. Se estima su coste de inversión inicial en 3000 €/kW. Asumiendo que es necesario sustituir sólo el 60% del material que lo constituye, se obtiene que el coste del recambio al final de su vida útil es de 1.8 €/W.

En el caso de la fotovoltaica, siguiendo la línea de tendencia de precios, se estima su valor en 1.5 €/W. Si se asume que un 90% del sistema debe ser reemplazado por nuevo equipamiento, se concluye que su coste de reemplazamiento es de 1.3 €/W.

Para las baterías y convertidores, se supone que habrá que reemplazarlos en su totalidad, por lo que se asumen sus costes de reemplazamiento similares al valor del coste inicial y sin costes de mantenimiento.

Todos estos resultados se resumen en la siguiente tabla:

Sistema	Coste inicial/W	Coste O&M anual	Coste de reemplazamiento	Vida útil
Eólico	3 €/W	0.375 €/W	1.8 €/W	20
Fotovoltaico	1.5 €/W	0.1 €/W	1.3 €/W	20
Generador Diesel	0.25 €/W	0.075 €/W + combustible	0.15 €/W	20
Baterías	2.2 €/W	-	2 €/W	20
Convertidor	0.65 €/W	-	0.65 €/W	20

Tabla 12. Resumen de costes/W de componentes.

#### 4.5.2.2. *Fracción Renovable*

El término de fracción renovable (RF) expresa la proporción de producción de energía mediante fuentes renovables respecto al total. El software HOMER lo calcula teniendo en cuenta cargas térmicas, lo que no se aplica en este caso.

Anteriormente se ha comentado que se limita este factor a los valores comprendidos entre el 90 y el 100%. Obviamente, disminuyendo este valor el sistema final resulta mucho más económico, pero no es el objetivo del estudio ni la intención del gobierno argelino. Lo que se pretende es crear un sistema casi puramente basado en renovables para poder optar a las subvenciones, y dentro de esta condición, que sea lo más económico posible.

Así, se simulan las distintas configuraciones del sistema aislado para distintos valores de fracción renovable.

#### 4.5.2.3. *Capacidad de pérdida de carga y exceso de producción*

La capacidad de pérdida de carga indica el porcentaje de energía demandada que puede dejar de suministrarse durante un año. Aunque los destinatarios de esta energía no poseen actualmente de suministro de electricidad a diario, este valor se establece al 0%.

Esto indica que existe mayor probabilidad de un exceso de producción de energía. Sin embargo, se ha pensado en una solución para esta situación, que consiste en destinar ese exceso en desalinizar y potabilizar agua y almacenarla en depósitos. Más adelante se hace hincapié en este concepto.

#### 4.5.3. INTRODUCCIÓN DE DATOS DE PARTIDA EN HOMER

En esta sección se exponen los parámetros que son necesarios para la simulación y cómo se han introducido en el software, a modo de guía para conocer el funcionamiento y la interfaz del programa.

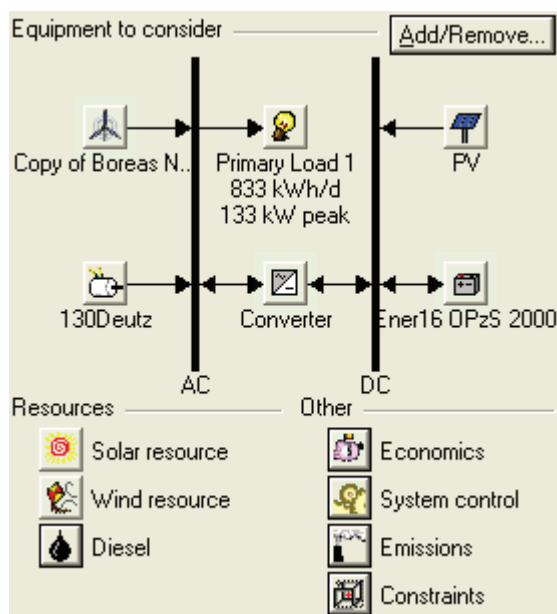


Tabla 13. Representación del sistema propuesto para optimización.

##### 4.5.3.1. Datos de recursos

###### Recurso Eólico

HOMER ofrece dos opciones para introducir los datos de viento. La primera opción es introducir las medias mensuales manualmente, y el software genera los 8760 datos horarios anuales. La segunda opción es importar el archivo *.txt* que contiene la serie de valores anuales, siempre teniendo en cuenta que cada línea del archivo debe representar la velocidad media horaria en *m/s* y que el primer valor debe corresponder a la primera hora del primer día del año.

Una vez introducidos los datos, HOMER genera automáticamente los gráficos necesarios para el análisis del recurso (valores anuales, medias mensuales, perfil mensual del viento...) así como los parámetros de Weibull y otros datos de interés. A continuación se muestra la captura de ventana correspondiente:

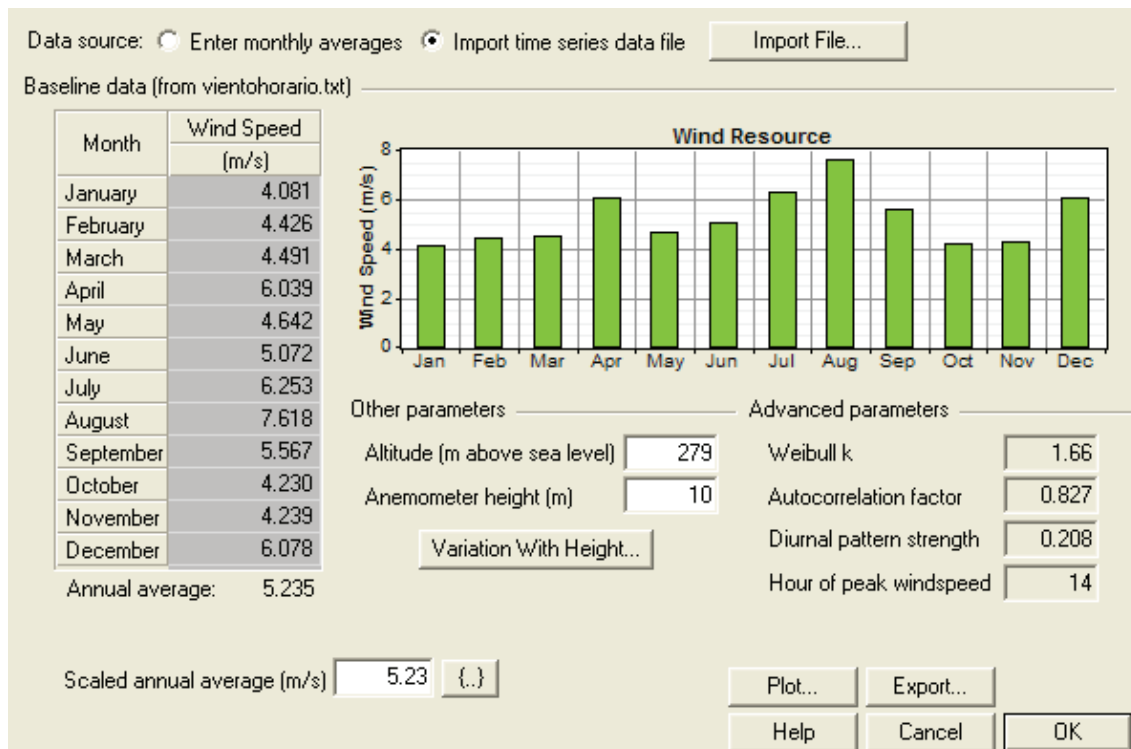


Figura 13. Ventana de recurso eólico de HOMER.

### Recurso Solar

De igual forma que para el recurso eólico, HOMER ofrece dos opciones para introducir los datos de radiación solar y genera los perfiles diarios, las medias mensuales y la evolución anual.

La primera opción consiste en introducir manualmente las medias mensuales y la latitud o coger estos datos de internet accediendo a la base de la NASA. El software crea una serie de 8760 datos usando el algoritmo de Graham. La segunda opción es importar el archivo con los valores de radiación normal directa en  $\text{kW/m}^2$  y siguiendo las mismas pautas que para el recurso eólico. La ventana correspondiente es similar a la anterior:

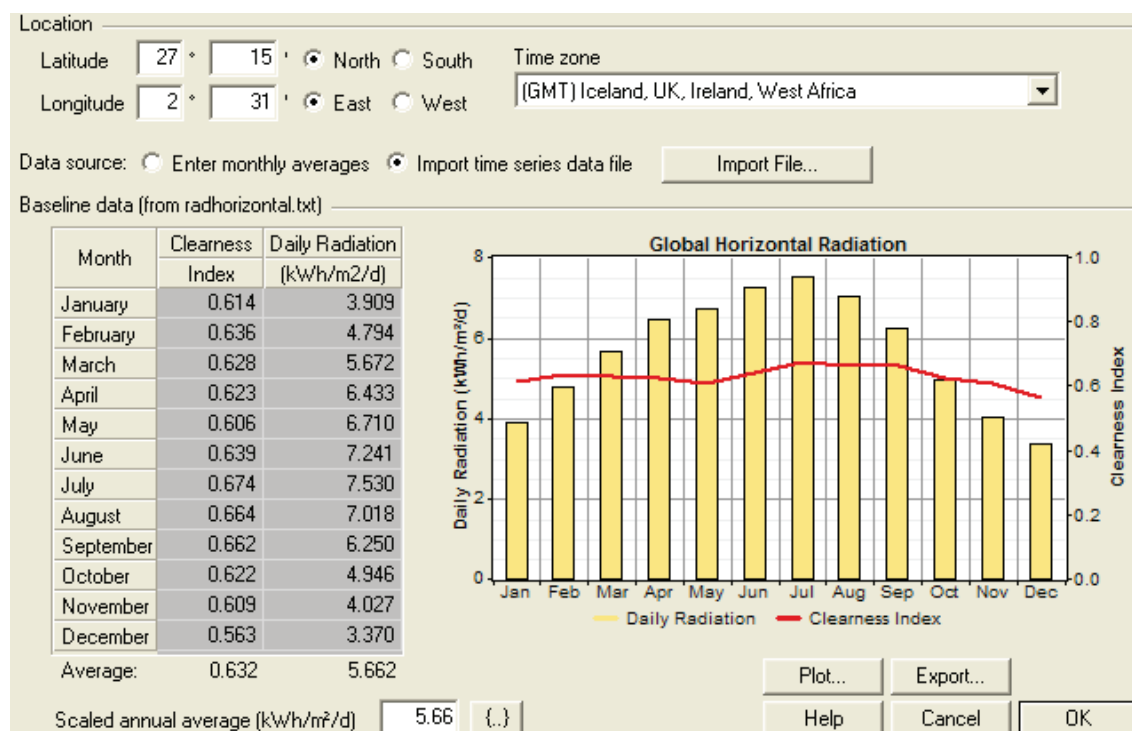


Figura 14. Ventana de recurso solar de HOMER.

### Combustible

Si se cuenta con un generador que utiliza combustible, es necesario introducir el precio del mismo en la sección de recursos, en este caso diesel. También se puede limitar su consumo a una cantidad de litros al año.

Price (\$/L)

☐ Limit consumption to (L/yr)

Fuel properties

Lower heating value: 43.2 MJ/kg

Density: 820 kg/m³

Carbon content: 88 %

Sulfur content: 0.33 %

Figura 15. Ventana de combustible de HOMER.

### 4.5.3.2. Datos de la carga

HOMER dispone de varios perfiles de carga a considerar en el sistema: térmicas, de hidrógeno, primarias y diferibles. Una carga diferible es aquella para la que es indiferente su periodo de funcionamiento, tales como calefacción o bombeo. La unidad potabilizadora del asentamiento podría encajar en este perfil, sin embargo se ha introducido como una carga constante junto con la demanda de las viviendas.

Los datos de la carga pueden importarse desde archivo o introducirse manualmente. En este estudio, se ha considerado el mismo perfil diario para todo el año, por lo que basta con introducir las cargas horarias teniendo en cuenta un 5% de variabilidad día a día y un 10% entre horas. La ventana resulta como se muestra en la siguiente figura:

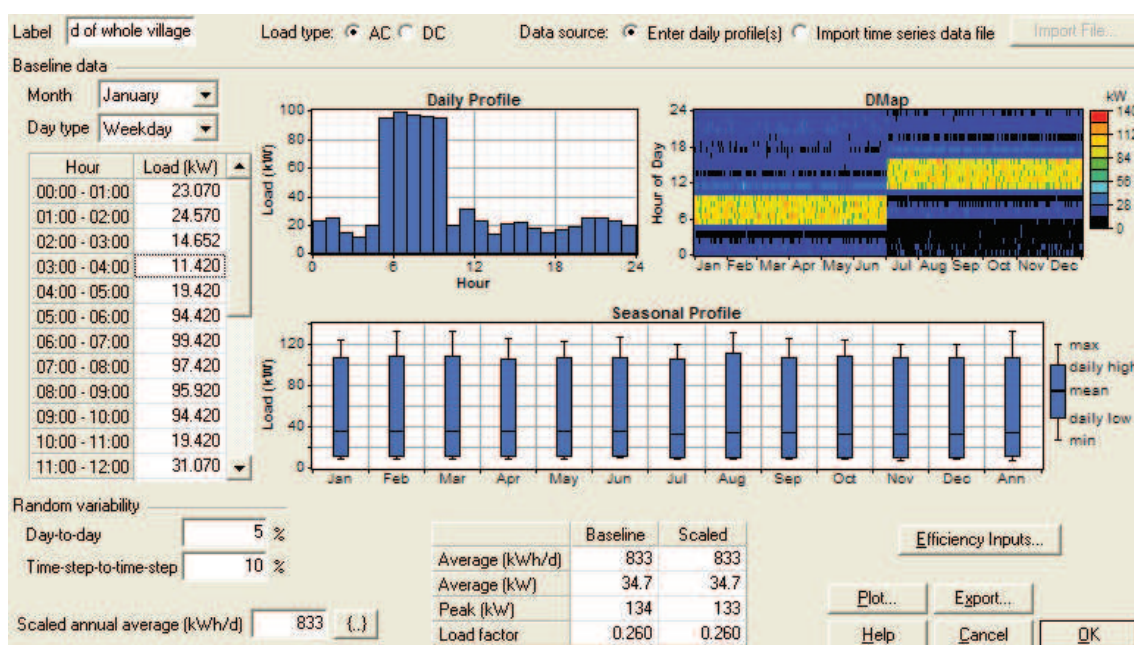


Figura 16. Ventana de cargas de HOMER.

### 4.5.3.3. Equipos

Los datos del equipamiento a insertar corresponden al aerogenerador, el sistema fotovoltaico, las baterías, el generador diesel y el convertidor. Si no se utilizan los equipos disponibles en la base de datos del software, es necesario introducir las especificaciones manualmente. Esta última acción ha sido necesaria para el generador diesel y el aerogenerador.

Es en estas ventanas donde deben introducirse las dimensiones de cada sistema para simular.



### Aerogenerador

Para crear un nuevo modelo de turbina en la base de datos de HOMER, es necesario introducir su curva de potencia. El fabricante del aerogenerador Boreas Air-100 con el que se ha trabajado en los capítulos anteriores no proporciona su curva de potencia, por lo que se han promediado los valores de 3 aerogeneradores de la misma potencia y características similares.

Una vez creado el modelo del aerogenerador, han de introducirse los costes que se han desarrollado en secciones previas y la cantidad de aerogeneradores a considerar en la simulación. Basándose en el análisis del capítulo anterior, deben simularse 3, 2, 1 y 0 unidades.

El software calcula la producción de energía mediante la curva de potencia, los datos de recurso eólico y la relación del perfil del viento con la altura. Por este último concepto es necesario introducir también la altura de la torre del aerogenerador, y aunque el fabricante ofrece varias alturas de torre, se diseña para  $h=25$  m.

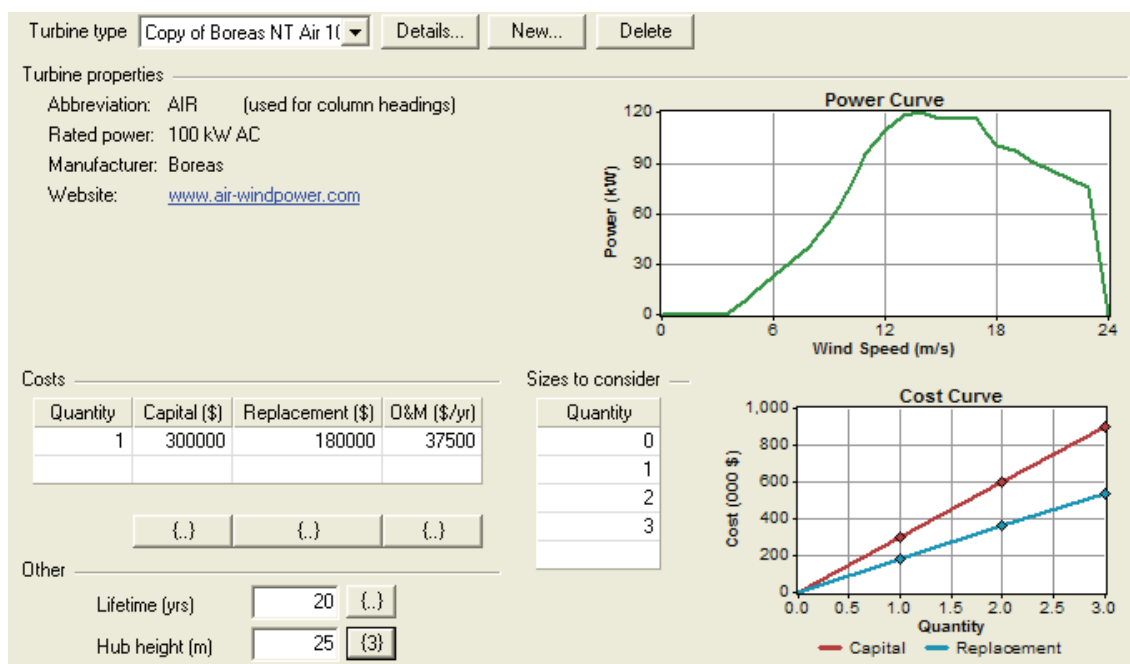


Figura 17. Ventana de aerogenerador de HOMER.

### Sistema fotovoltaico

En este apartado no es necesario introducir las características de los módulos, basta con la potencia y sus costes y ciertas propiedades del sistema, como son la inclinación de los paneles, azimuth, factor de pérdidas, vida útil y reflectancia del suelo. También pueden considerarse otras propiedades avanzadas, como el sistema de



seguimiento y el efecto de la temperatura. En este estudio no se hace uso de estas últimas.

Los diferentes costes de este sistema ya se han comentado previamente, y las potencias a considerar en la simulación corresponden a las obtenidas en el análisis del capítulo 5, mostradas en la tabla 13

La ventana correspondiente al sistema fotovoltaico resulta como sigue:

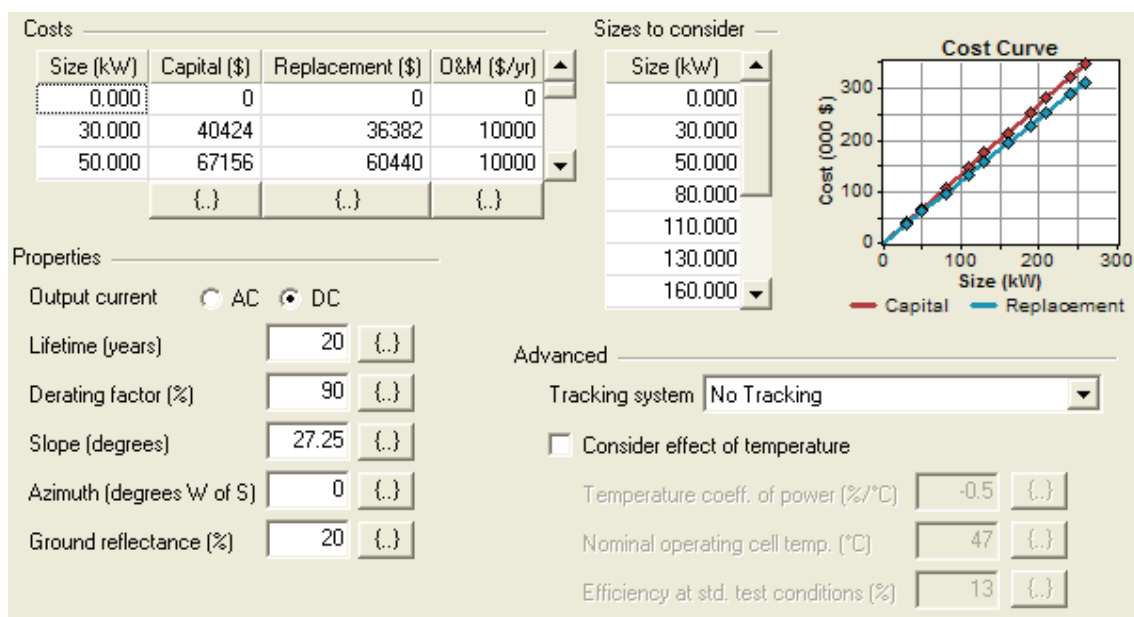


Figura 18. Ventana de sistema fotovoltaico de HOMER.

### Generador

Para considerar el generador en las simulaciones, HOMER precisa de algunos datos del generador, como son su tipo de combustible, su curva de eficiencia, vida útil...

El generador que se ha seleccionado es el modelo DW130EI de 130 Kva, cuya hoja de especificaciones se adjunta como anexo. Se ha optado por esta potencia considerando el peor caso de todos, en el que no exista recurso renovable y no se disponga de energía almacenada en las baterías, y teniendo en cuenta el pico de potencia de 133 kW de la carga. Aunque se ha considerado que el límite inferior de fracción renovable en un 90%, el objetivo de instalar un generador diesel es simplemente como sistema de apoyo en el caso de una falta total de energía renovable.

Es por este motivo que no se incluyen más opciones de generador, si bien HOMER acepta incluso otros tipos de combustibles como propano, gas natural,

etanol...Tampoco se tiene en cuenta el modo de funcionamiento del mismo, puesto que se supone que entrará en funcionamiento muy pocas ocasiones.

Aunque en las simulaciones se ha contado con la presencia del generador, no interesa incluirlo en el análisis de optimización por la razón comentada en los párrafos superiores.

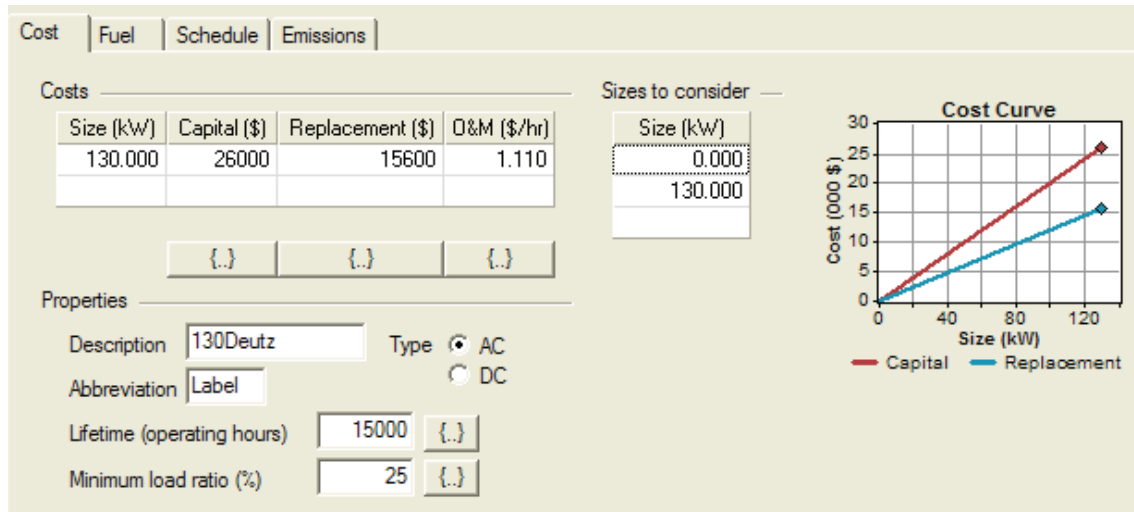


Figura 19. Ventana de generador de HOMER.

### Baterías

Al igual que en el caso de los aerogeneradores, HOMER dispone de una biblioteca con una amplia selección de modelos de baterías. Anteriormente se ha preseleccionado el modelo de Enersys 16 OPZS 2000, ya disponible en la base de datos del programa, por lo que sólo han de introducirse los datos de costes y el número de unidades para realizar la simulación.

Puesto que en el análisis del capítulo anterior no se ha decidido el número de baterías exacto para el sistema de almacenamiento, se considera todo el rango de baterías para evaluar en la simulación. Esto es, desde un mínimo factible como pueden ser 30 baterías, hasta el máximo de los resultados obtenidos por el método, esto es, 1350 unidades.

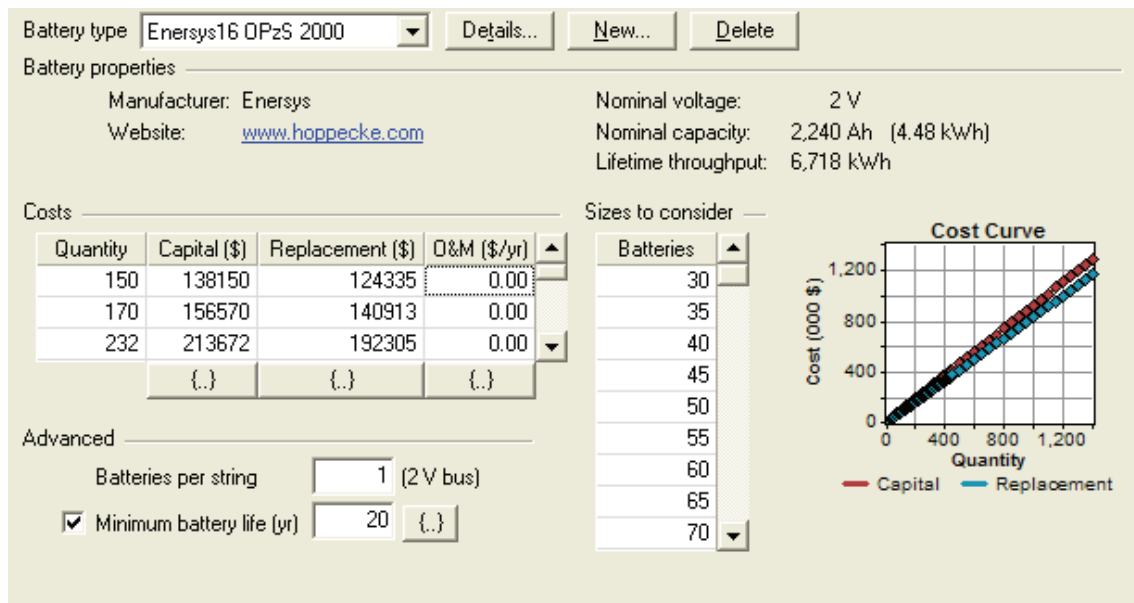


Figura 20. Ventana de baterías de HOMER.

### Convertidor

Debido a que HOMER sólo da opción a incluir un inversor, se ha decidido incluir los costes del inversor *HYBRID* que controlará el sistema fotovoltaico y las baterías. Se trata de un convertidor bidireccional de alta eficiencia para potencias elevadas que actualmente está en su fase final de desarrollo, pero se espera su comercialización a finales del 2014.

Las potencias a considerar para la simulación son 100 kW, 250 kW y 400 kW, que son las previstas para el convertidor mencionado. Puesto que no se puede obtener su precio a día de hoy, su precio se ha estimado basándose en convertidores de la misma potencia y aumentando relativamente su precio.

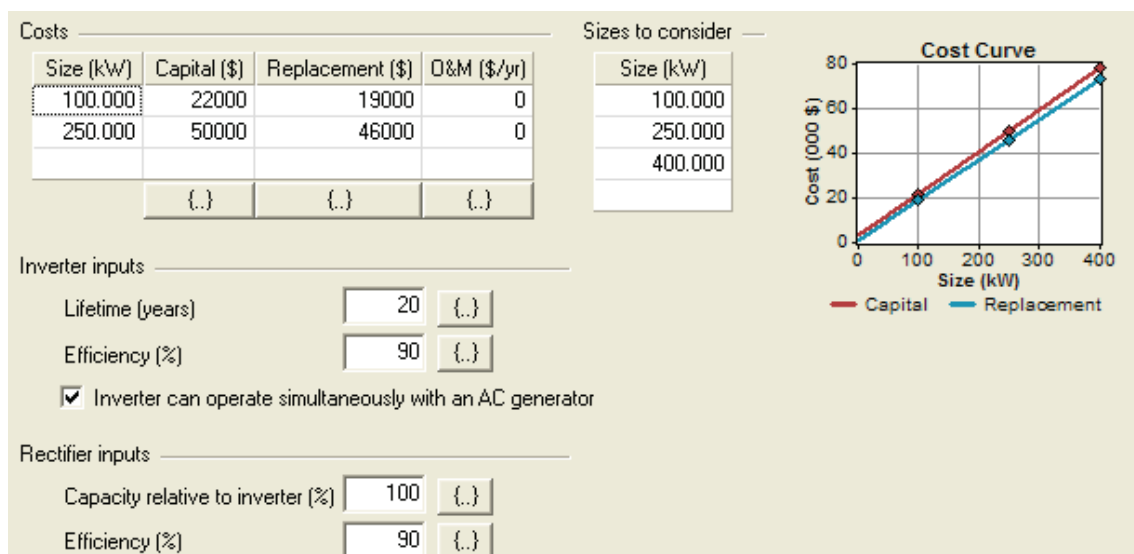


Figura 21. Ventana de convertidor de HOMER.

#### 4.5.3.4. Datos económicos

HOMER dispone de una ventana especial para introducir condiciones económicas y calcular el coste neto del sistema propuesto. En este estudio sólo se consideran relevantes las siguientes:

- Tasa de interés: para el caso de Argelia corresponde a un 1,8 % (Diciembre, 2012)
- Vida del proyecto: se establece de la misma duración que las instalaciones que componen todo el sistema, esto es, 20 años.

Annual real interest rate (%)	1.8	{..}
Project lifetime (years)	20	{..}
System fixed capital cost (\$)	0	{..}
System fixed O&M cost (\$/yr)	0	{..}
Capacity shortage penalty (\$/kWh)	0	{..}

Figura 22. Ventana de datos económicos de HOMER.

#### 4.5.3.5. Restricciones

La ventana de restricciones permite introducir las condiciones de producción restrictivas que se han comentado en las secciones anteriores..

Para la capacidad de pérdida de carga se simulan los valores de 0% y 1.5%, y así poder comparar los resultados con el método desarrollado en el capítulo 5 y poder elegir la combinación óptima del sistema consiguiendo el compromiso inversión-energía desaprovechada. Por otro lado, y como se ha mencionado previamente, se establece una fracción renovable mínima del 90%.

Las demás opciones de esta ventana no son de interés, al igual que las ventanas de emisiones de CO<sub>2</sub> y la de control del sistema, que se completa con los datos del equipamiento.

#### 4.5.4. RESUMEN DE VARIABLES DE SIMULACIÓN

En las secciones anteriores se han mencionado las variables de optimización y los *sensitivity cases* para los que se realiza la simulación. A continuación se muestra una tabla que los agrupa para poder observar de una manera sencilla todas las combinaciones distintas que se simulan, y poder analizar cómo afectan ciertas condiciones a los costes del sistema.

Variables de optimización				
PV (kW)	Air - 100 (Unidades)	Generador (kW)	Baterías (Unidades)	Convertidor (kW)
0	0	0	30	100
30	1	130	35	250
50	2		40	400
80	3		...	
110			....	
130			....	
160			....	
190				
210			1350	
240			1400	
260				

Tabla 14. Resumen de variables de optimización.

Una vez se han introducido todos los datos en el programa, se procede a simular los 27456 casos para cada *sensitivity case*. El caso 1 es el correspondiente al 0% de *shortage capacity* y el caso 2 al de 1.5%. Al haber distintos *sensitivity cases* y combinaciones de optimización, la duración de la simulación es muy extensa, por lo que se ha optado a simular cada caso por separado, sin introducirlos como *sensitivity cases*.

Los resultados y las comparaciones oportunas se discuten en el siguiente capítulo.

## CAPÍTULO 5 RESULTADOS Y DISCUSIÓN FINAL

### 5.1. DIMENSIONADO DE LAS FUENTES DE ENERGÍA OPTIMIZADO POR MÉTODO 1 Y SIMULACIÓN

Al comienzo de este estudio, se ha analizado la situación energética de Argelia y se ha dimensionado un sistema híbrido mediante un método basado en el compromiso inversión-fiabilidad de suministro para obtener combinaciones óptimas del sistema. Una vez obtenidos estos resultados, a modo de comprobación y con el fin de dimensionar finalmente todo el sistema aislado, se han realizado las simulaciones correspondientes bajo ciertas condiciones y para esas mismas condiciones.

Las diferentes alternativas para el sistema híbrido compuesto por parte fotovoltaica, eólica, baterías y aerogenerador se citan a continuación:

- Sistema híbrido con pérdida de carga = 0%.
- Sistema híbrido con pérdida de carga = 1.5%.

#### 5.1.1. ***DIMENSIONADO PARA PÉRDIDA DE CARGA NULA (SHORTAGE CAPACITY 0%)***

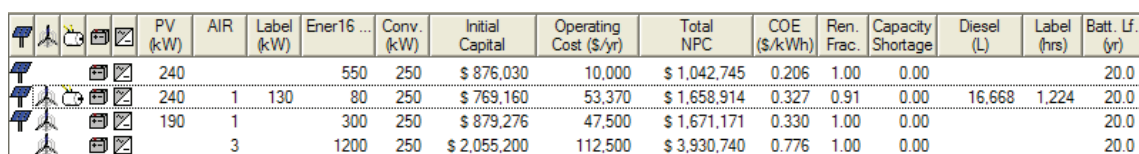
Los resultados obtenidos mediante el método se muestran en la tabla 13.

Según estos resultados, se concluye que las opciones óptimas sin probabilidad de pérdida de carga serían las siguientes:

- Sistema eólico de 100 kW, sistema fotovoltaico de 190 kW y sistema de almacenamiento con 128 baterías.
- Sistema eólico de 100 kW, sistema fotovoltaico de 210 kW y sistema de almacenamiento con 110 baterías.
- Sistema eólico de 100 kW, sistema fotovoltaico de 240 kW y sistema de almacenamiento con 92 baterías.

##### 5.1.1.1. ***Resultados de la simulación***

HOMER muestra los resultados óptimos de todas las combinaciones posibles. Debajo se muestra una captura de pantalla de los mismos:



	PV (kW)	AIR	Label (kW)	Ener16 ...	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Label (hrs)	Batt. Lf. (yr)
	240			550	250	\$ 876,030	10,000	\$ 1,042,745	0.206	1.00	0.00			20.0
	240	1	130	80	250	\$ 769,160	53,370	\$ 1,658,914	0.327	0.91	0.00	16,668	1,224	20.0
	190			300	250	\$ 879,276	47,500	\$ 1,671,171	0.330	1.00	0.00			20.0
			3	1200	250	\$ 2,055,200	112,500	\$ 3,930,740	0.776	1.00	0.00			20.0

Figura 23. Resultados LPSP = 0 de HOMER.

El primer resultado y el último se descartan por no ser un sistema híbrido. El segundo tiene en cuenta el generador diesel y el tercero no, por lo que es el que se escogerá. La razón de esto se ha comentado anteriormente, se pretende restringir el uso del generador a situaciones de emergencia. No obstante se ha querido incluir para destacar que al final de la vida útil, un sistema puramente renovable genera prácticamente los mismos costes que un sistema que incluye un 10% de generación por combustibles fósiles. Aunque la inversión inicial sea mayor, el precio de la energía es resulta ser muy similar entre los dos sistemas.

Así pues, el sistema económicamente óptimo sería un sistema fotovoltaico de 190 kW, un sistema eólico de 100 kW y 300 baterías. Una vez elegido el sistema, HOMER proporciona una gran cantidad de información adicional sobre costes, producción general y unitaria...

#### 5.1.1.2. Comparación de resultados

La combinación óptima que resulta del HOMER concuerda con lo obtenido mediante el método del capítulo 5, salvo que en este caso el número de baterías es mayor. La razón podría ser que el software tiene en cuenta en el dimensionamiento las especificaciones técnicas de las baterías, como los ciclos de carga y descarga y su curva de eficiencia. Además, a la hora de redondear la potencia de los sistemas fotovoltaicos en el método, se ha redondeado a la baja, lo que se traduce en un aumento del número de baterías.

Si se examina en la lista de resultados las simulaciones que corresponden a las otras dos opciones viables obtenidas por el método, se observa que el número de baterías también es superior.

	PV (kW)	AIR	Label (kW)	Ener16 ...	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Label (hrs)	Batt. Lf. (yr)
	210	1		330	250	\$ 933,638	47,500	\$ 1,725,533	0.340	1.00	0.00			20.0
	210	1		300	400	\$ 934,008	47,500	\$ 1,725,903	0.340	1.00	0.00			20.0
	190	1		360	250	\$ 934,536	47,500	\$ 1,726,431	0.341	1.00	0.00			20.0
	240	1	130	155	250	\$ 838,235	53,285	\$ 1,726,570	0.341	0.91	0.00	16,508	1,202	20.0
	190	1		330	400	\$ 934,906	47,500	\$ 1,726,801	0.341	1.00	0.00			20.0
	240	1	130	125	400	\$ 838,605	53,303	\$ 1,727,244	0.341	0.91	0.00	16,548	1,206	20.0
	260	1	130	140	100	\$ 823,152	54,268	\$ 1,727,881	0.341	0.90	0.00	18,243	1,472	20.0
	160	1		405	250	\$ 936,209	47,500	\$ 1,728,104	0.341	1.00	0.00			20.0
	240	1		290	250	\$ 936,570	47,500	\$ 1,728,465	0.341	1.00	0.00			20.0

	PV (kW)	AIR	Label (kW)	Ener16 ...	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Label (hrs)	Batt. Lf. (yr)
	210	1		295	250	\$ 901,403	47,500	\$ 1,693,298	0.334	1.00	0.00			20.0

Figura 24. Lista de resultados para LPSP = 0 de HOMER.

Filtrando los valores por potencia fotovoltaica y ordenando la columna de coste de energía de menor a mayor, los primeros resultados que aparecen son efectivamente los que corresponden a los obtenidos en el método y que aparecen resaltados en la imagen superior. Este hecho constata que el método, aunque puede ser algo impreciso a

la hora de dimensionar el sistema de almacenamiento, consigue dimensionar sistemas híbridos cumpliendo un compromiso tecno-económico.

El software incluye la opción de comparar directamente entre sus resultados y exportar datos y tablas con sus diferencias, pero no se ha considerado necesario hacerlo en este estudio.

#### 5.1.1.3. Elección y análisis

Como conclusión, para el caso de pérdida de carga nula, el sistema híbrido óptimo está compuesto por un aerogenerador de 100 kW, un sistema fotovoltaico de 190 kW y un sistema de almacenamiento que consta de 300 baterías.

##### Análisis económico

En la pestaña de costes económicos, se muestra el gráfico de las inversiones por componentes y el desglose de sus costes. Para este sistema se observa que la mayor inversión corresponde al aerogenerador. Pese a que la inversión inicial de las baterías respecto a los paneles es mayor, el coste total del sistema fotovoltaico al final de la vida útil de la instalación es de casi el doble, debido a los costes de operación y mantenimiento.

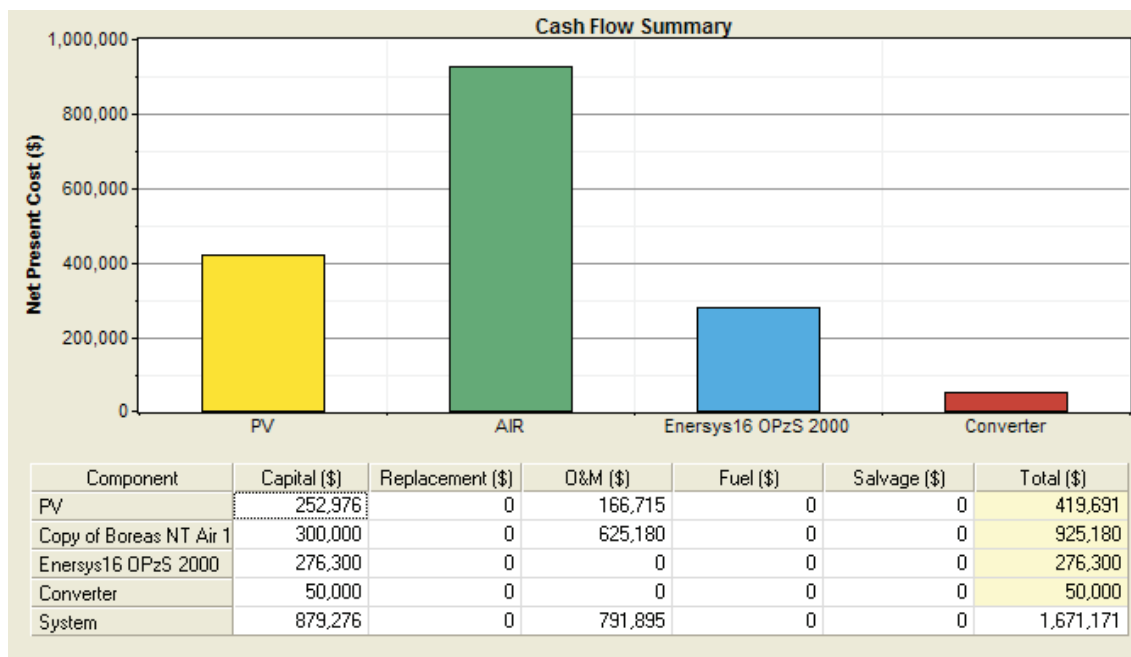


Figura 25. Ventana de resultados económicos LPSP = 0 de HOMER.

##### Producción eléctrica

El software también proporciona información sobre la producción de energía del sistema. Se observa que aproximadamente el 60% de la energía procede del sistema



fotovoltaico y el 40 % del eólico, relativamente similar a la fracción que se ha obtenido por el método, que sería 70% procedencia fotovoltaica y 30% eólica. La diferencia podría deberse a la precisión de los algoritmos de HOMER para calcular energía producida.

Sin embargo, al no permitir que haya probabilidad de pérdida de carga, se genera un exceso de energía muy elevado, de casi el 50%. Esto significa que de toda la energía que se genera, se desaprovecha la mitad, unos 300,000 kWh anuales. Anteriormente se ha propuesto la idea de almacenar el exceso de energía utilizando la potabilizadora y tanques de agua.

Al no permitir ni siquiera un pequeño porcentaje de pérdida de carga, se genera una gran cantidad que no se aprovecha, lo que se traduce en una pérdida del capital invertido. Por este motivo, y para alcanzar un compromiso inversión-exceso de energía, también es una opción viable permitir ciertos *blackouts* en el suministro. Este hecho se comprueba en la siguiente sección.

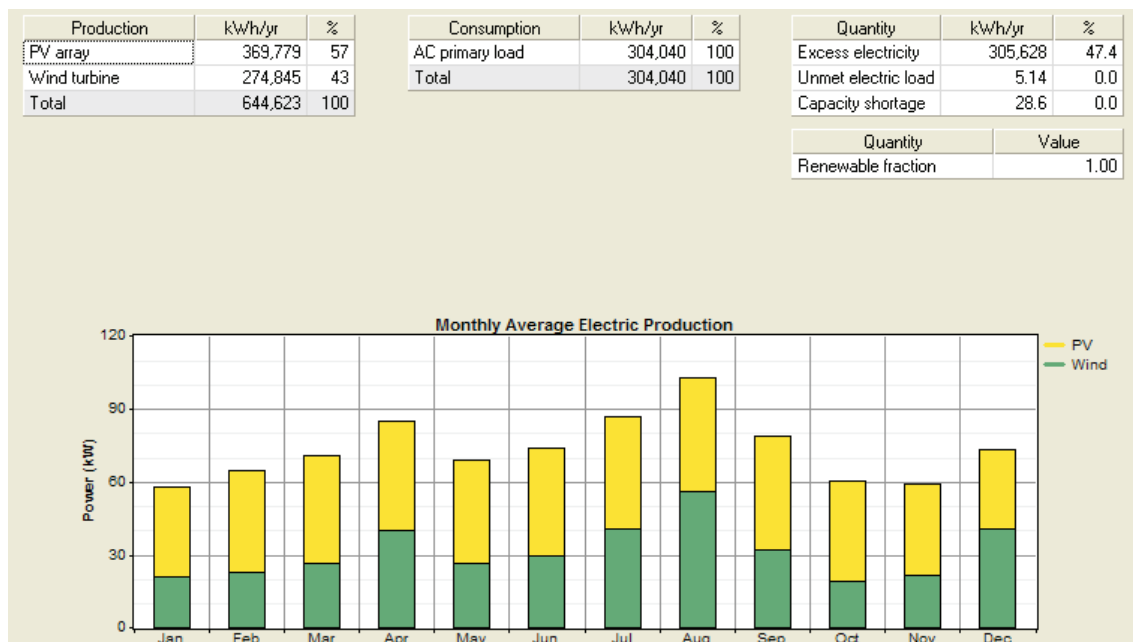


Figura 26. Ventana de producción LPSP=0 de HOMER.

La ventana de resultados de simulación de HOMER muestra también la producción de cada sistema por separado y otros datos de interés, además de ofrecer gráficos horarios, anuales, mensuales de todas las variables.

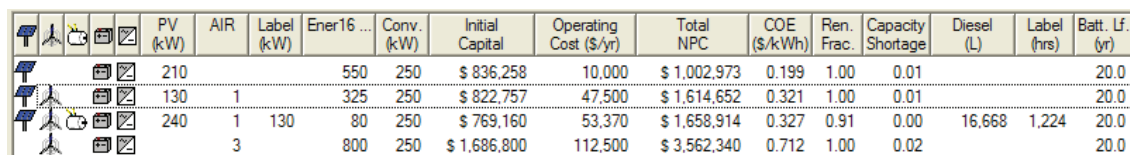
### 5.1.2. **DIMENSIONADO PARA PÉRDIDA DE CARGA 1.5% (Shortage capacity 1.5%)**

Admitiendo una pérdida de carga del 1.5%, y basándose en las gráfica 11 que han resultado de la realización del método, las mejores combinaciones serían las siguientes pero con un menor número de baterías que las indicadas en la tabla superior:

- Sistema eólico de 100 kW, sistema fotovoltaico 160 kW, sistema de almacenamiento de aprox. 250 baterías.
- Sistema eólico de 100 kW, sistema fotovoltaico 210 kW, sistema de almacenamiento de aprox. 110 baterías.
- Sistema eólico de 100 kW, sistema fotovoltaico 130 kW, sistema de almacenamiento de aprox. 250 baterías.

#### 5.1.2.1. **Resultados de la simulación**

HOMER muestra los resultados óptimos de todas las combinaciones posibles. Debajo se muestra una captura de pantalla de los mismos:



	PV (kW)	AIR	Label (kW)	Ener16 ...	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Label (hrs)	Batt. Lf (yr)
	210			550	250	\$ 836,258	10,000	\$ 1,002,973	0.199	1.00	0.01			20.0
	130	1		325	250	\$ 822,757	47,500	\$ 1,614,652	0.321	1.00	0.01			20.0
	240		1 130	80	250	\$ 769,160	53,370	\$ 1,658,914	0.327	0.91	0.00	16,668	1,224	20.0
			3	800	250	\$ 1,686,800	112,500	\$ 3,562,340	0.712	1.00	0.02			20.0

Figura 27. Resumen resultados LPSP = 1.5% de HOMER.

El primer resultado y el último se descartan por no ser un sistema híbrido. El tercero tiene en cuenta el generador diesel y el segundo no, por lo que es el que se escogerá. La razón de esto se ha comentado anteriormente, se pretende restringir el uso del generador a situaciones de emergencia. Además, en este caso el precio de la energía mediante un sistema puramente renovable es más económico que si se utilizase un generador diesel. Así pues, el sistema económicamente óptimo sería un sistema fotovoltaico de 130 kW, un sistema eólico de 100 kW y 325 baterías. Una vez elegido el sistema, HOMER proporciona una gran cantidad de información adicional sobre costes, producción general y unitaria...

#### 5.1.2.2. **Comparación de resultados**

La combinación óptima que resulta del HOMER concuerda con lo obtenido mediante el método del capítulo V, salvo que en este caso el número de baterías es mayor. La razón podría ser que el software tiene en cuenta en el dimensionamiento las especificaciones técnicas de las baterías, como los ciclos de carga y descarga y su curva de eficiencia. Además, a la hora de redondear la potencia de los sistemas fotovoltaicos

en el método, se ha redondeado a la baja, lo que se traduce en un aumento del número de baterías.

Si se busca en la lista de resultados las simulaciones que corresponden a las otras dos opciones viables obtenidas por el método, se observa que el número de baterías también es superior.

	PV (kW)	AIR	Label (kW)	Ener16 ...	Conv. (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage	Diesel (L)	Label (hrs)	Batt. Lf. (yr)
	160	1		315	250	\$ 853,319	47,500	\$ 1,645,214	0.325	1.00	0.00			20.0
	190	1		300	250	\$ 879,276	47,500	\$ 1,671,171	0.330	1.00	0.00			20.0

Figura 28. Lista de resultados LPSP=1.5% de HOMER.

Si se filtran los valores por potencia fotovoltaica y se ordena la columna de coste de energía de menor a mayor, los primeros resultados que aparecen son efectivamente los que corresponden a los obtenidos en el método y que aparecen resaltados en la imagen superior. Este hecho constata que el método, aunque puede ser algo impreciso a la hora de dimensionar el sistema de almacenamiento, consigue dimensionar sistemas híbridos cumpliendo un compromiso tecno-económico.

El software incluye la opción de comparar directamente entre sus resultados y exportar datos y tablas con sus diferencias, pero no se ha considerado necesario hacerlo en este estudio.

### 5.1.2.3. Elección y análisis

Como conclusión, si se permite una pérdida de carga del 1,5%, el sistema híbrido óptimo está compuesto por un aerogenerador de 100 kW, un sistema fotovoltaico de 130 kW y un sistema de almacenamiento que consta de 325 baterías.

#### Análisis económico

En la pestaña de costes económicos, se muestra el gráfico de las inversiones por componentes y el desglose de sus costes. Para este sistema se observa que la mayor inversión corresponde al aerogenerador. Al final de la vida útil, el sistema fotovoltaico y el de almacenamiento han costado prácticamente lo mismo, pese a que la inversión inicial de las baterías es el doble de la fotovoltaica.

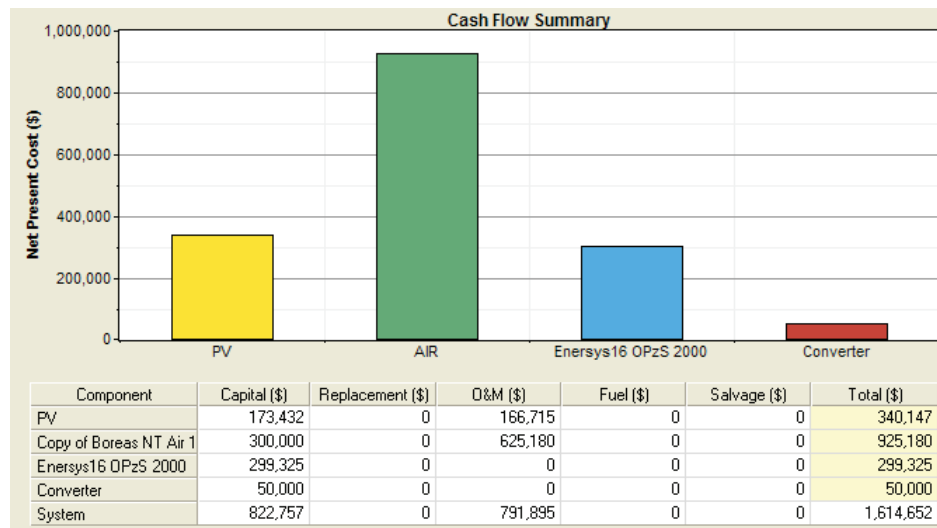


Figura 29. Resultados económicos LPSP=1.5% de HOMER.

### Producción eléctrica

El software también proporciona información sobre la producción de energía del sistema. Se observa que la energía es generada a igual proporción entre el sistema fotovoltaico y el eólico. Los resultados del método indican que la fracción debería ser un 60% de la energía producida por la parte fotovoltaica, y un 40% por la eólica. Una vez más, este hecho se debe a que el software es mucho más preciso, que el método realizado en una hoja Excel.

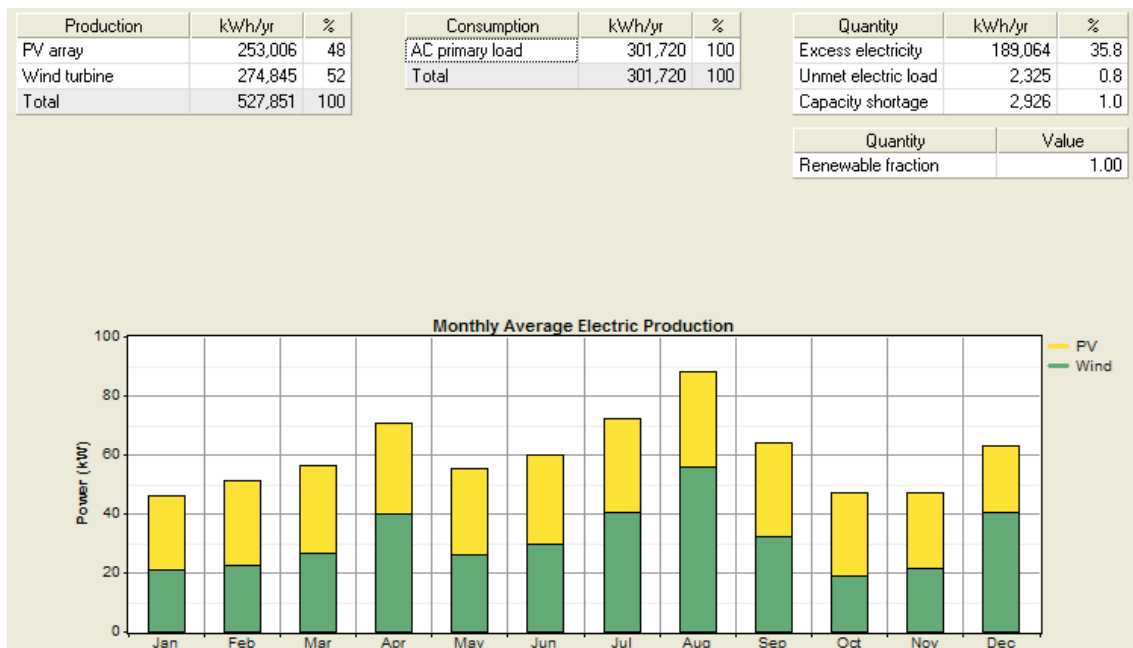


Figura 30. Resultados de producción LPSP=1.5% de HOMER.

Se puede comprobar que en este caso se desaprovecha un 15% menos de la energía producida que en el caso anterior, aproximadamente 190.000 kWh al año. El siguiente gráfico muestra el exceso de energía. Se observa que la mayor concentración se produce en los meses de Julio y Agosto, que coincide con los meses de máxima generación de energía y mayor temperatura. Es por esta razón que se ha pensado como solución para aprovechar la energía en permitir a los usuarios más tiempo de utilización del aire acondicionado, además de potabilizar y almacenar agua. Del control de las fluctuaciones de la energía y su destino se encargará un gestor de red, y del funcionamiento de los equipos de aire acondicionado los gestores de cada vivienda.

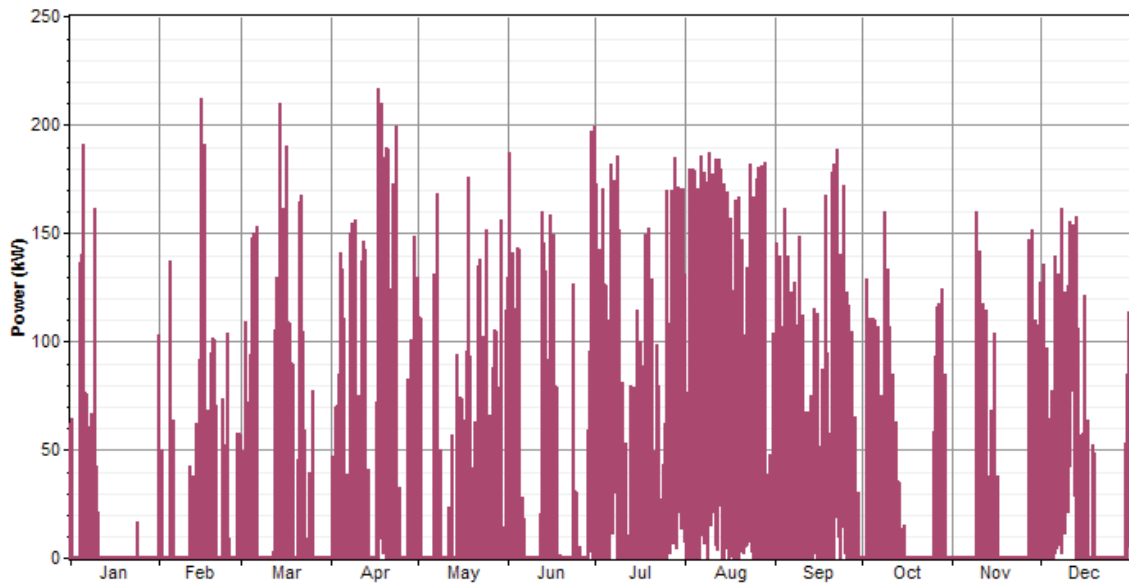


Figura 31. Exceso de energía anual.

### 5.1.3. ELECCIÓN FINAL DEL SISTEMA HÍBRIDO

Se ha elaborado una tabla comparativa entre los dos casos anteriores:

	Sistema Híbrido			Costes		Términos energéticos		
	PV (kW)	Eólico (kW)	Baterías (Unidades)	Inversión inicial (€)	Coste final vida útil (€)	Exceso de energía (%)	Autonomía (h)	COE (€/kWh)
Caso 1: suministro total	190	100	300	879,276	1,671,171	50	30	0.33
Caso 2: 1,5% de hueco de suministro	130	100	325	822,757	1,641,000	35	33	0.321

Tabla 15. Resumen resultados de los distintos casos.

Puede observarse que el segundo caso otorga mejores resultados que el primero:

- Es necesaria una menor inversión inicial.
- Los costes al final de la vida útil del sistema es inferior.
- El precio energético es menor.
- Proporciona una cantidad superior de horas de autonomía.
- Se desaprovecha un 15% menos de la producción.

El hecho de permitir una ausencia del 1,5% del suministro puede dar lugar a pensar que si se quiere cubrir ese hueco con el generador diesel, será una peor opción por los costes de combustible. Sin embargo, si se analizan más en detalle los resultados de la simulación, esto supondría un aumento del precio de energía de 0.321 €/kWh a 0.327 €/kWh, lo que sigue siendo un precio inferior a si se instalara un sistema que proporcionase el suministro al 100%.

Así, se decide que el sistema híbrido constará de:

- Sistema eólico: aerogenerador 100 kW Boreas Air-100
- Sistema fotovoltaico: campo de 130 kW (588 paneles FTS )
- Sistema de almacenamiento: 325 baterías 16 OPZS 2000 + convertidor direccional 250 kW Ingeteam.
- Sistema de apoyo: generador diesel 130 kVA Deutz.

En la siguiente sección se define de manera global la configuración del sistema híbrido, las características básicas de cada subsistema y la red de distribución.

## 5.2. CONFIGURACIÓN FINAL DEL SISTEMA HÍBRIDO

Existen múltiples configuraciones para el sistema híbrido y la carga. Desde el comienzo de este estudio se ha pensado en generar toda la energía posible del recurso disponible y suministrarla a cubrir la demanda o a cargar el sistema de almacenamiento. Es posible que otra configuración que destinase la energía de un tipo a ciertas cargas, funcionase de una manera más eficiente y resultase ser algo más económico. Por ejemplo, podría ser que la potabilizadora y los equipos de aire acondicionado de las viviendas entrasen en funcionamiento sólo cuando existiese recurso eólico, y que la demanda de todo el asentamiento funcionase exclusivamente mediante el sistema de baterías y el sistema fotovoltaico.

Sin embargo, con los últimos avances en los gestores energéticos de red, en este estudio se ha optado por unificar las cargas y la producción de energía. En el capítulo II se ha desarrollado el perfil de la carga del asentamiento incluyendo el funcionamiento de la potabilizadora y los equipos de refrigeración.

Este capítulo define brevemente algunas características y conceptos a destacar de cada subsistema, y la configuración global del sistema.

### 5.2.1. ESQUEMA GENERAL

La distribución general de la energía consiste en una línea trifásica de 400 V a 50 Hz enterrada y bajo tubo. La instalación general contempla las derivaciones individuales a cada vivienda. La alimentación de estas es monofásica 230 V a 50 Hz. Se supone el parque de generación situado a 50 m del asentamiento, para poder estimar un coste de la aparamenta y obra necesaria.

El siguiente esquema muestra la configuración final del sistema.

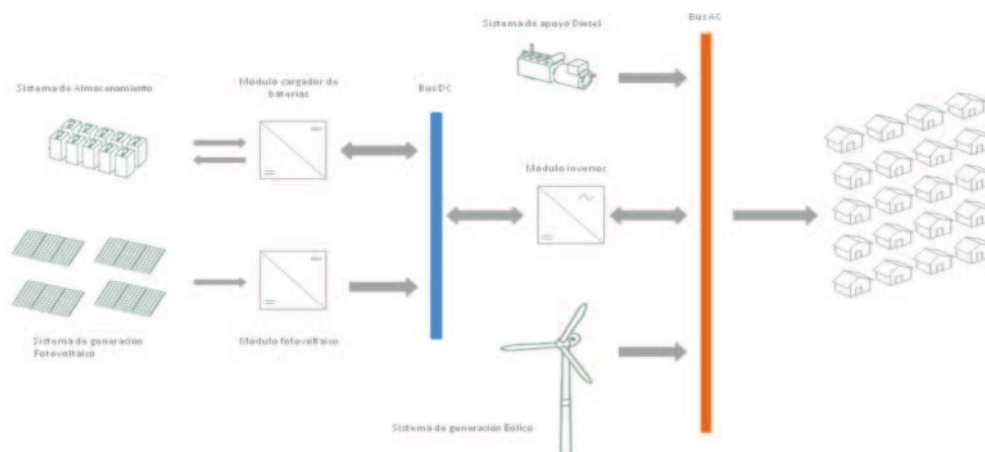


Figura 32. Representación de la configuración final del sistema aislado.

### 5.2.2. SISTEMA FOTOVOLTAICO

Las especificaciones técnicas de los módulos que componen el sistema se adjuntan como anexo. A modo de resumen y con objetivo de visualizar la configuración de la instalación, se calculan el número de paneles en serie y en paralelo y su posible montaje, y se analiza su producción.

El precio total del campo es de 173, 432 €.

#### Configuración del sistema 130 kW

Conociendo las características de los módulos y del inversor asociado se puede dimensionar la asociación de los módulos fácilmente. El inversor, tal y como se indica en la sección 4.5.3.3. aún no se ha comercializado y no se dispone de especificaciones técnicas, por lo que para el cálculo se ha seleccionado uno semejante, concretamente el modelo *INGECON SUN 175T*.

Usando los datos que se muestran en la tabla 18 se calcula el número de paneles de la instalación mediante la fórmula:

$$N_{tot} = \frac{P_{tot} \cdot E_{ff}}{P_{pv}}$$

Siendo  $N_{tot}$  el número total de paneles,  $P_{tot}$  la potencia total de la instalación,  $E_{ff}$  su eficiencia y  $P_{pv}$  la potencia de cada módulo.

DATOS PANELES	
P(W)	245
Pinstalación (W)	130000
Eficiencia(%)	115
Voc (V)	37.7
Icc (A)	8.46
Vpmax (V)	30.75
Imax (A)	7.96747967
Coef.variación(%/°C)	0.33
Coef.var.Pmax(-%/°C)	0.46
Datos Convertidor	
Rango tensión MPP (V)	405-820
Voc max (V)	1000

Tabla 16. Datos para configuración módulos.

Se obtiene que la instalación debe incorporar 610 módulos. Realizando los cálculos correspondientes [5], se concluye que el número máximo de paneles en serie que pueden instalarse es 24, y el mínimo son 7 paneles.



Una vez obtenidos el número de paneles en serie máximo y mínimo, se ensayan diferentes combinaciones con paneles en paralelo y se elige la configuración óptima, desechando las opciones no válidas por sobredimensionamiento (valores normalizados 110-120%) o no estar su voltaje dentro del rango de operación del convertidor. Las combinaciones y resultados se muestran en la siguiente tabla. Las combinaciones que no cumplen las condiciones se subrayan en color rojo y la elegida en color verde.

CONFIGURACIONES POSIBLES					
NS	NP	Voc(Tmin)	Vmpp(Tmax)	Potencia	Sobredimensionamiento(%)
24	26	1009.3044	564.0165	152880	117.6
23	26	967.25005	540.5158125	146510	112.7
22	28	925.1957	517.015125	150920	116.0923077
21	28	883.14135	493.5144375	144060	110.8153846
20	30	841.087	470.01375	147000	113.0769231
19	32	799.03265	446.5130625	148960	114.5846154
18	34	756.9783	423.012375	149940	115.3384615
17	36	714.92395	399.5116875	149940	115.3384615
16	38	672.8696	376.011	148960	114.5846154
15	40	630.81525	352.5103125	147000	113.0769231
14	42	588.7609	329.009625	144060	110.8153846
13	46	546.70655	305.5089375	146510	112.7
12	50	504.6522	282.00825	147000	113.0769231
11	54	462.59785	258.5075625	145530	111.9461538
10	60	420.5435	235.006875	147000	113.0769231

Tabla 17. Resumen posibles configuraciones de los módulos.

También pueden obtenerse de manera sencilla las curvas V-I y P-V del campo fotovoltaico una vez se conoce su configuración. El fabricante proporciona los datos de la curva V-I del módulo. Utilizando las siguientes fórmulas se obtienen las curvas características del campo fotovoltaico.

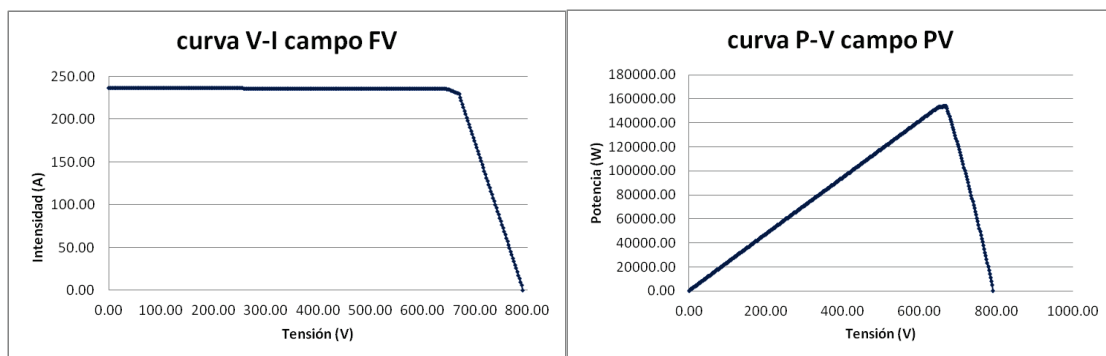


Figura 33. Curvas características campo fotovoltaico.

Como una forma de ahorrar en la estructura de la instalación, y suponiendo que el transporte de todo el equipo hasta Argelia se realiza en barco y se utilizan contenedores marítimos de 40', se propone utilizar estos últimos a modo de soporte de

los paneles. Teniendo en cuenta que la altura de los contenedores, el ángulo de inclinación de los paneles y sus dimensiones, puede calcularse fácilmente el número de paneles que pueden instalarse por contenedor, lo que supone cierto ahorro en gastos estructurales. Además, los contenedores podrían aprovecharse también para instalar el equipo de mantenimiento del sistema en su interior. Un ejemplo de visual del resultado se muestra a continuación:

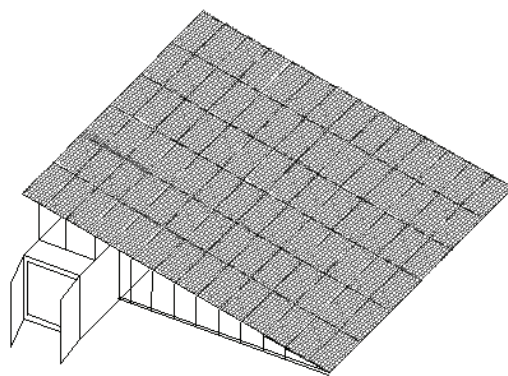


Figura 34. Ejemplo de instalación de los paneles.

### Producción del campo fotovoltaico

En la pantalla de resultados de HOMER puede accederse a la pantalla de producción energética de cada subsistema que conforma el sistema híbrido.

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Rated capacity	130	kW	Minimum output	0	kW
Mean output	29	kW	Maximum output	122	kW
Mean output	693	kWh/d	PV penetration	83.2	%
Capacity factor	22.2	%	Hours of operation	4,226	hr/yr
Total production	253,006	kWh/yr	Levelized cost	0.0806	\$/kWh

Figura 35. Ventana de producción del campo fotovoltaico de HOMER.

El campo de 130 kW produce de media 693 kWh al día, y trabaja 4226 horas a lo largo del año produciendo un total de 253,000 kWh, siendo los meses de máxima producción Julio y Agosto, si bien se mantiene bastante constante a lo largo de todo el año.

### 5.2.3. **SISTEMA EÓLICO**

El subsistema eólico lo compone el aerogenerador Boreas Air-100 cuyo control ha sido diseñado en parte en conjunto con la Universidad Pública de Navarra.

Actualmente este modelo se encuentra instalado en una cantera, obteniendo unos grandes resultados de funcionamiento en condiciones de polvo en extremo,

característica extrapolable al desierto sahariano. Además, este aerogenerador está diseñado de tal forma que todos sus componentes quepan en los contenedores marítimos de 40' previamente mencionados.

Por otro lado, se ha estimado su coste total en 300,000 €, incluyendo absolutamente todo el equipamiento necesario, desde el propio aerogenerador y su equipo de control electrónico incluyendo el software, hasta el detalle más pequeño como los anemómetros y los pararrayos. La obra de excavación, la caseta para albergar el equipo y la mano de obra de puesta en marcha también está incluida en este precio.

#### Producción del aerogenerador

Al igual que para los demás elementos, desde la pestaña correspondiente en HOMER se puede acceder a la información de producción del sistema eólico.

Quantity	Value	Units	Quantity	Value	Units
Total rated capacity	100	kW	Minimum output	0	kW
Mean output	31	kW	Maximum output	117	kW
Capacity factor	31.4	%	Wind penetration	90.4	%
Total production	274,845	kWh/yr	Hours of operation	6,741	hr/yr
			Levelized cost	0.202	\$/kWh

Figura 36. Ventana de producción del aerogenerador de HOMER.

El aerogenerador de 100 kW produce 274,845 kWh de energía al año, operando durante 6,741 horas. Destacar que esta última cifra demuestra que el recurso eólico en el emplazamiento es realmente estupendo, puesto que la media de horas de funcionamiento de un aerogenerador suele rondar las 2,500 anuales. El mes con más producción de energía eólica es Agosto, debido a que es periodo de tormentas de viento en el desierto por los rápidos cambios de temperatura.

#### **5.2.4. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO**

El sistema de almacenamiento consta de 325 baterías conectadas en serie modelo 16 OPZS 2000 de plomo-ácido cuya hoja de características se adjunta como anexo. Se han dimensionado para un  $C_{20}$  y una vida útil de 20 años. Para garantizar esta duración, deben trabajar siempre en condiciones óptimas. Así, deben instalarse en estantes y en el interior de un contenedor o caseta prefabricada con un equipo de refrigeración de 6 kW para poder mantener una temperatura media de 25°C - temperatura a la que deben encontrarse las baterías para que su vida no disminuya drásticamente – y un sistema de ventilación sin consumo energético. Como opción adicional, podría semi-enterrarse la caseta para que resultase más sencilla la tarea de mantener esos 25°C en su interior.

El coste estimado final del sistema de almacenamiento, incluyendo las estanterías y la infraestructura es de 299,325 €.

### Flujo de energía

Al igual que para los demás elementos, desde la pestaña correspondiente en HOMER se puede acceder a la información energética de las baterías.

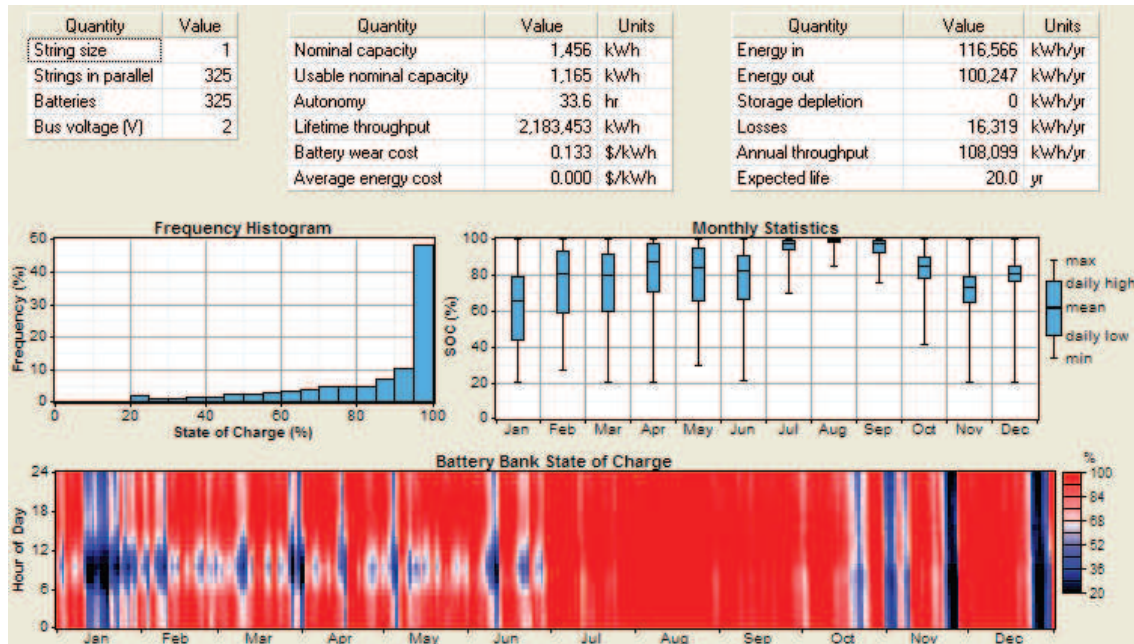


Figura 37. Ventana de resultados de baterías de HOMER.

El sistema de almacenamiento ofrece casi 34 horas de autonomía, y almacena 116,000 kWh al año, aunque sólo 100,000 kWh son realmente aprovechados por la demanda debido a las pérdidas. Según muestra el histograma de frecuencia, Aproximadamente el 50% del tiempo las baterías están cargadas al 100%, y sólo el 4% están descargadas a su máximo permitido.

Se observa que durante todo el mes de Agosto las baterías están totalmente cargadas, y que se descargan al máximo durante los meses de invierno. El máximo periodo que permanecen descargadas se da en el mes de Diciembre. Si se hace zoom en la gráfica, se observa que el periodo abarca 3 días consecutivos. Es en situaciones como esta donde es posible que suceda un *blackout* y deba ponerse a funcionar el generador diesel.

La franja horaria donde se producen principalmente las descargas es de las 6.00 h a las 14.00, periodo que incluye el mayor pico de potencia de la demanda.

### 5.2.5. **SISTEMA DE APOYO**

El sistema de apoyo consiste en un grupo electrógeno diesel de 130 kW de potencia con el fin de proporcionar energía cuando se produzca el caso de ausencia de generación y agotamiento del almacenamiento. La hoja de especificaciones del grupo se adjunta como anexo.

En este tipo de generadores resulta más eficiente que trabajen al 100% de su carga. Por este motivo, una vez entre en funcionamiento el sistema de apoyo se asumen los 130 kW y se distribuye la energía producida en cubrir la demanda aunque sea menor que ese valor, y en cargar las baterías.

Según las especificaciones técnicas del grupo electrógeno, al 100% de la carga, este consume 29 l/h. El depósito del grupo es de 240 l, lo que se traduce en 8,27 horas de funcionamiento que producen aproximadamente 943 kWh por depósito.

Si se prevé una mayor necesidad de uso de este sistema, podrían tenerse depósitos de reserva de mayor capacidad que la del tanque del grupo para garantizarse varios días de autonomía.

El precio de este generador, incluyendo el cuadro eléctrico de protección es de 26,000 €.

### 5.2.6. **CONVERTIDOR HÍBRIDO**

Como se ha mencionado previamente, el convertidor que se ha elegido está en su fase final de desarrollo, si bien ya existen equipos con las mismas características y funciones pero de baja potencia. El que se requiere para el sistema híbrido de este estudio sería el de 250 kW, cuyo lanzamiento está previsto para finales del 2014.

Se trata de un convertidor basado en módulos convertidores de potencia que pueden combinarse según el tipo de instalación. Ofrece varios tipos de módulos para gestionar energía procedente de un sistema eólico, fotovoltaico o de un generador.

Para el sistema híbrido propuesto y puesto que el aerogenerador incluye su propio convertidor, este convertidor híbrido dispondría de los tres módulos que se citan a continuación:

- *Módulo cargador de baterías:* el encargado de la gestión de la carga y descarga de baterías. También controla la comunicación con los demás módulos y gestiona el funcionamiento de los mismos. Incorpora un *MS Manager*, que básicamente es un gestor de red.
- *Módulo fotovoltaico:* con entradas para varias potencias y seguimiento MPPT.

- *Módulo inversor*: genera una tensión trifásica adecuando la potencia de salida a la demandada por las cargas. También funciona como rectificador, inyectando energía a las baterías desde el generador.

El coste estimado de este convertidor, conociendo los precios de equipos similares de esta potencia es de 50,000 €.

### 5.3. COMPLEMENTOS DEL ASENTAMIENTO

Con el fin de completar proyecto y poder evaluar una estimación de su coste final total, se proponen las instalaciones que faltan para crear totalmente el asentamiento. Ya se ha dimensionado y seleccionado el sistema de generación y la red de distribución, por lo que restaría seleccionar la potabilizadora, el sistema de distribución de agua y el de tratamiento de aguas residuales, y por último, las viviendas.

#### 5.3.1. UNIDAD POTABILIZADORA

La potabilización del agua es un requerimiento básico para el asentamiento de la comunidad a la que se destina este proyecto. La unidad potabilizadora y desalinizadora se elige para optimizar la implementación y el funcionamiento del sistema de generación basado en energías renovables, y pensando en la expansión de la población a abastecer.

Se escoge siguiendo las siguientes hipótesis:

- Consumo por habitante y día = 80 litros
- Aguas subterráneas con poca turbidez pero gran salinidad.
- Lámina de agua situada a profundidad media-baja

Dado que se desconoce la altura de la lámina de agua se propone un equipo de bombeo capaz de elevar el caudal de tratamiento hasta unos 30 -35 m.c.a

Se parte de la hipótesis de que el agua a tratar es más o menos clara, ya que proviene de pozos subterráneos. El problema radica en la salinidad que contiene, por lo que se establece una línea de tratamiento para tratar agua con una gran conductividad. Si el agua resulta ser más turbia, será necesario otro tipo de tratamiento que podría pudiendo aumentar considerablemente de la unidad. Sin embargo, si el agua resulta tener menos salinidad, podrá optarse por un tratamiento de desalinización más económico.

Se ha establecido una dotación de 80 litros por habitante y día tal y como muestra la fuente de OMS para Argelia. Suponiendo, como ya se ha mencionado anteriormente, 50 viviendas y entre 4 y 5 habitantes por vivienda, se indica un consumo diario de 20,000 l/día.

La instalación es capaz de producir 5.000 l/h de agua potable. Siguiendo las especificaciones del fabricante, la unidad puede trabajar un máximo de 20 horas al día, ya que 2 horas son para autolimpieza del equipo. Así, el volumen máximo diario de que puede potabilizarse es de 100.000 litros.

Este último dato es importante para la idea previamente mencionada de utilizar agua como sistema de almacenamiento energético. Esto es, en las ocasiones en las que



las baterías estén totalmente cargadas y se pueda producir más energía que la demandada, puede destinarse este exceso para potabilizar agua y dejarla almacenada para los días en que ocurra la situación contraria.

En términos energéticos, un depósito adicional de 100.000 litros se puede traducir en 280 kWh. Además, si existe un punto elevado donde situar el depósito, puede suministrarse a los usuarios por gravedad y no sería necesario instalar un grupo de presión con motor y por ende, con consumo energético.

A continuación se muestra el esquema de la instalación.

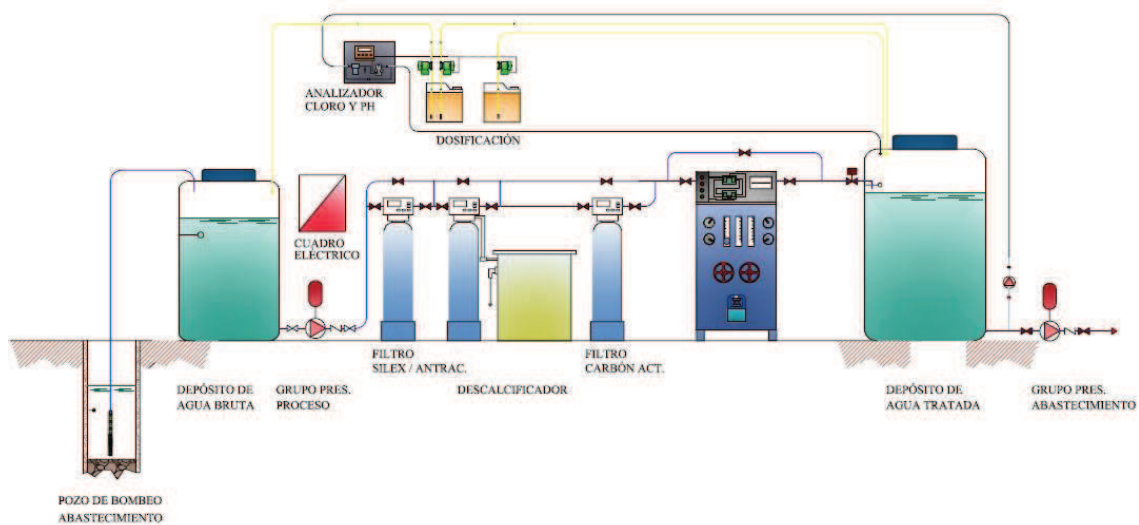


Figura 38. Esquema de instalación potabilizadora.

La bomba sumergida en el pozo es capaz de elevar un caudal de  $8 \text{ m}^3/\text{h}$  a 35 m.c.a. y lo almacena en un depósito para el tratamiento por ósmosis y su desinfección. Finalmente, se distribuye desde un depósito de 20.000 litros gracias a un grupo de presión para un caudal de  $7 \text{ m}^3/\text{h}$  a 40 m.c.a.

Los consumos y potencias de cada componente de la instalación se han detallado en el capítulo 4 y sus secciones correspondientes.

El precio total de este sistema es de 166,000 €, incluyendo la obra civil y la mano de obra.



### 5.3.2. **SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES**

Cualquier emplazamiento en el que resida una comunidad de cualquier tamaño, precisa de un sistema de tratamiento de aguas residuales.

Dado que el suministro de energía es un aspecto importante y limita gran parte de los posibles tratamientos que podrían emplearse para conseguir un vertido de calidad, se plantea un sistema de depuración que incluye:

- Una unidad de retención de grasas. Evitando deteriorar todo lo posible el tratamiento posterior.
- Un tratamiento biológico con un conjunto fosa séptica y filtro biológico, permitiendo realizar un vertido adecuado

Para este tipo de instalación es necesario de 1 – 2 vaciados anuales y un lugar de vertido. Existen otras posibilidades de tecnología más avanzada para evitar los vertidos, que conllevan un precio más elevado y un consumo energético las 24 horas del día.

Cada conjunto de fosa séptica y filtro biológico es válido para 90 habitantes, por lo que para el asentamiento modelo que se propone en este estudio es necesario contar con al menos 3 unidades.

Las fosas sépticas se suponen situadas a 50 m de cada bloque de viviendas, para así poder incluir en la estimación del coste final del sistema el precio de las conducciones necesarias.

El coste estimado del sistema de depuración de las aguas residuales es de 89,500 €, incluyendo la excavación y la mano de obra de la instalación.

### 5.3.3. **VIVIENDAS PREFABRICADAS**

Como último elemento para completar el asentamiento, se proponen unas viviendas prefabricadas. El modelo y tipo se ha escogido basándose en un proyecto social de características similares realizado en Costa Rica.

Este tipo de viviendas poseen unas características adecuadas para las condiciones de este proyecto. Los paneles SIP están formados por dos placas adheridas a un centro de Poliestireno Expandido de Alta Densidad (EPS HD), proporcionando una gran capacidad de aislación térmica, característica óptima para clima desértico. Además, no se requiere material especial para su construcción y su instalación puede realizarse casi por cualquier persona en cualquier tipo de terreno.

Se trata de viviendas de 1 piso y 51,92 m<sup>2</sup> compuestas por 3 dormitorios, un salón, cocina y baño. Cada vivienda está totalmente equipada; incluye la instalación

eléctrica y sanitaria, así como puertas, ventanas, sanitarios, plato de ducha, grifos, encimera, mueble base cocina con fregadero, aire acondicionado, mobiliario....

Puesto que el sistema eléctrico se alimenta mediante energías renovables, se estima necesario instalar un contador inteligente para la monitorización y limitación consumo de potencia de cada vivienda. Este equipo, sumado al gestor de red, optimizará el compromiso entre generación-demanda-energía desaprovechada.

A continuación se muestra una foto del modelo de las viviendas. Su plano se adjunta como anexo 7.



Figura 39. Modelo de casa prefabricada.

El coste final estimado de cada vivienda individual, incluyendo la obra civil, la mano de obra es de 23,000 €. Puesto que durante la realización del estudio se ha considerado que el asentamiento está formado por 50 viviendas, el coste asciende a 1,150,000 €.

#### 5.3.4. **TRANSPORTE**

Debido a que todos los componentes del asentamiento proceden de la península, se tiene en cuenta también el coste de transporte de los mismos hasta el destino final del emplazamiento.

Suponiendo que el transporte se realiza vía marítima en contenedores tipo Dry Van 40', se estima el número de contenedores necesarios según el volumen y/o peso de cada sistema. La ruta a seguir es vía terrestre sobre vagón ferrocarril desde Pamplona hasta Valencia, y desde aquí vía marítima hasta el puerto de Argel.

Las dimensiones de los contenedores y la cantidad necesaria para cada sistema se muestran en las dos tablas a continuación:

Descripción del sistema	Estimated number of containers required
Sistema Fotovoltaico (600 módulos, inversor Hybrid, soportes, otros...)	1,5
Sistema Eólico (Nacelle, palas, torre, inversor, otros...)	3
Sistema de almacenamiento (325 baterías, equipo de refrigeración, estanterías)	4
Sistema de distribución eléctrica y agua (Canalizaciones y cables, herramientas, generador...)	1
Unidad Potabilizadora (Depósitos, sistema, equipos de conexión...)	2
Tratamiento de aguas residuales (Tratamientos fosas sépticas para 270 habitantes)	3
Viviendas Prefabricadas (50 viviendas desmontadas, herramientas y equipamiento)	34

#### CONTENEDOR DRY-VAN 40'

<b>PESO</b>	<b>VACIO</b>	3.630 Kg	
	<b>PESO MAXIMO</b>	26.850 Kg	
<b>MEDIDAS</b>	<b>EXTERNO</b>	<b>INTERNO</b>	<b>PUERTAS ABIERTAS</b>
<b>LARGO</b>	12.192 mm	12.030 mm	-
<b>ANCHO</b>	2.438 mm	2.345 mm	2.335 mm
<b>ALTO</b>	2.591 mm	2.400 mm	2.290 mm
<b>VOLUMEN</b>	67,70 m3		



Tabla 18. Resumen de contenedores de transporte.

En el caso del sistema de almacenamiento, lo que limita es el peso de las baterías. El fabricante de las viviendas prefabricadas proporciona una estimación de 1,5 viviendas por contenedor.

En capítulos anteriores se ha contemplado la compra de este tipo de contenedores para su utilización como soporte de los paneles fotovoltaicos y lugar de almacenamiento de equipo.

El coste de transporte, proporcionado por una compañía especializada en transportes al continente africano, es de 1900 € por contenedor. Este precio incluye los gastos de gestión logística y las tasas portuarias pertinentes. El precio de los contenedores de 40' es de 2,400 € cada unidad.

En total se estima el coste de transporte de 50 contenedores en 95,000 €, y se opta por comprar 10 de ellos por la cantidad de 24,000 €.

### 5.3.5. **ESTIMACIÓN PRESUPUESTO FINAL**

La tabla 21 recoge los costes individuales de la inversión inicial necesaria para la creación del modelo de asentamiento propuesto en este documento. Al precio final de toda la instalación, se le añade un 10% como representación del error de redondeo en las estimaciones.

Es necesario destacar que se trata sólo de una estimación de coste, no de un presupuesto real. El objetivo de este presupuesto es visualizar el coste global del proyecto.

Descripción del sistema	Coste
Sistema Fotovoltaico 130 kW	173,932 €
Sistema Eólico 100 kW	300,000 €
Sistema de almacenamiento baterías	299,325 €
Sistema de apoyo: generador diesel	26,000 €
Sistema de distribución electricidad y agua	30,000 €
Sistema de desalinización y potabilización de agua	166,000 €
Sistema de depuración de Aguas residuales	89,500 €
Viviendas prefabricadas	1,150,000 €
Transporte de todos los sistemas y compra de contenedores	120,000 €
<b>TOTAL</b>	<b>2,403,500 €</b>

**Tabla 19. Estimación de presupuesto del asentamiento completo.**

## CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES

Argelia es un país exportador de hidrocarburos, y como tal, se enfrenta al problema de vender sus reservas para financiar su propia economía actual y garantizar un futuro razonable para su población, que está creciendo significativamente. La energía renovable tiene un papel importante como solución a este problema.

Por otro lado, el país goza de una tasa de electrificación del 96%, que la sitúa entre las más elevadas del continente africano. Sin embargo, también tiene un inmenso territorio, superpoblación en las ciudades y zonas rurales muy alejadas de núcleos urbanos con acceso a la red eléctrica. Además, su generación se basa en centrales de ciclo combinado que se mantienen en funcionamiento gracias a un gran esfuerzo económico por parte del gobierno.

Por todo ello, existe en Argelia una plataforma de interés suficiente como para plantear sistemas híbridos aislados basados en energías renovables para electrificación rural. Este estudio se ha basado en contribuir al diseño de un sistema de generación para un asentamiento en una zona rural subsahariana.

El primer objetivo concreto ha sido averiguar datos de recursos renovables en la región y comparar algunas bases de datos disponibles, para así realizar la evaluación del potencial solar y eólico.

El segundo objetivo ha consistido en dimensionar el sistema híbrido para lograr un compromiso tecno-económico y optimizar el sistema. Para ello se ha utilizado un método procedente del campo de la investigación y se han realizado las simulaciones correspondientes para contrastar los resultados y obtener más precisión en el dimensionamiento. La configuración que cumple el compromiso de la menor inversión con el mejor aprovechamiento de la energía, ha resultado ser un sistema compuesto de un subsistema fotovoltaico de 130 kW, un subsistema eólico de 100 kW, un subsistema de almacenamiento de baterías de 325 unidades y un sistema de apoyo con un generador diesel.

Como tercer y último objetivo, se ha propuesto la creación de un asentamiento modelo que podría ajustarse al tipo de proyectos en el que está invirtiendo Argelia. Para ello se ha completado el sistema híbrido con los componentes necesarios para asentar a la población, como son suministro de agua y viviendas de confort, y se ha estimado su presupuesto final. Así, la creación de un poblado para aproximadamente 250 personas cuesta cerca de 2,5 millones de euros. Este dato puede ser importante para los actores españoles potenciales que quieran introducirse en este mercado.

## CONCLUSIONES

El coste de la energía de este sistema híbrido aislado es de 0,321 €/kWh, mientras que el valor actual en Argelia es de 0,05 €/kWh. Pese a que el coste de la energía aumenta considerablemente, la integración de energías limpias es un hecho que Argelia debe y quiere asumir, resolviendo el problema de electrificar todas las comunidades y asegurando la optimización de las exportaciones del país, base de su economía.

En lo que respecta a trabajos subsecuentes a este estudio, sería deseable una mejor evaluación del recurso y una búsqueda más exhaustiva y detallada de datos de viento, así como un análisis integral de la red eléctrica de Argelia y la normativa que se aplica actualmente a las renovables. Asimismo, sería deseable definir un emplazamiento para el asentamiento y realizar una implantación práctica del funcionamiento del sistema.

Por último, cabe esperar que este estudio haya servido como una guía de introducción en el diseño y análisis de viabilidad de sistemas aislados destinados a la electrificación rural.

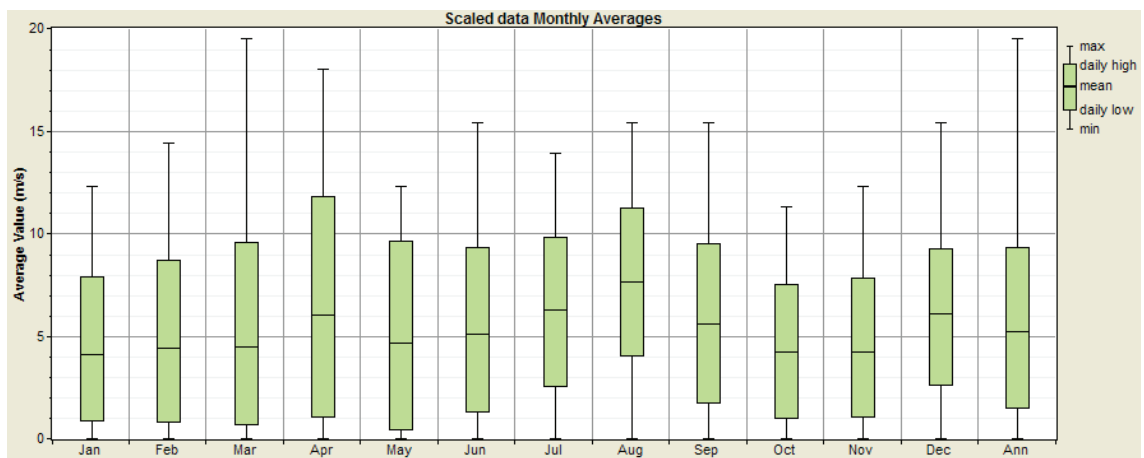
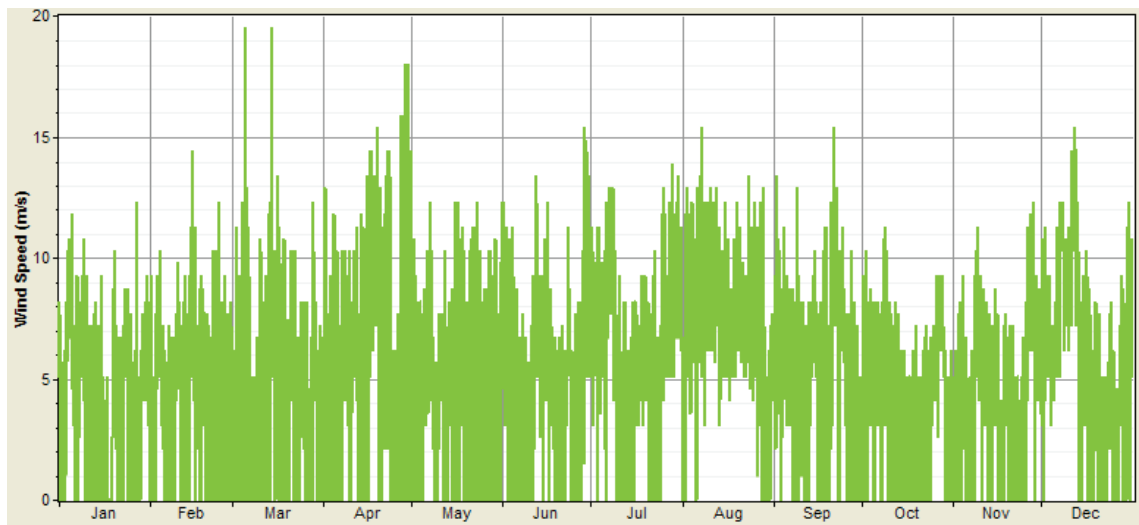
## CAPÍTULO 7 BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

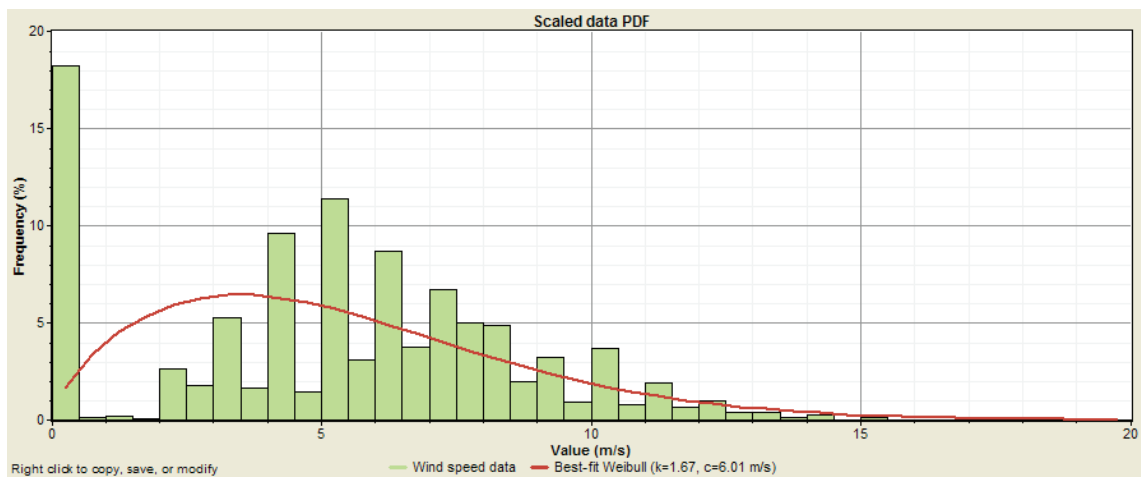
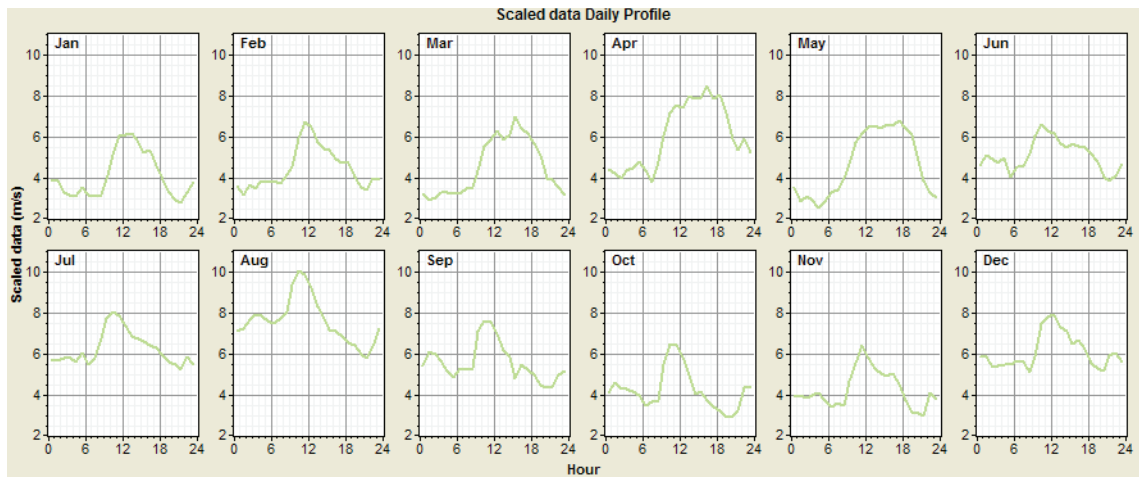
- [1] National Agency of Investment Development of Algeria  
<http://www.andi.dz/index.php/en/les-energies-renouvelables>
- [2] SIFFEDINE LADEB *Tesis doctoral: Contribución al desarrollo de métodos para la electrificación rural fotovoltaica a gran escala*. Universidad Politécnica de Madrid, 2004
- [3] *Algeria energetic situation* IRENA Reports 2011
- [4] Solar Energy Services for Professionals  
[www.soda-is.com](http://www.soda-is.com)
- [5] ROBEL CHEMEDA DISASA *Wind Solar-PV hybrid energy systems for rural electrification*. VDM 2001.
- [6] I. MORIANA, I. SAN MARTIN, P SANCHIS *Wind-photovoltaic hybrid systems design* Speedam 2010.
- [7] *Centre de Developpment des Energies Renouvelables* de Argelia
- [8] N. KASBADJI MERZOUK *Wind Energy Potential of Algeria* ELSEVIER 2000
- [9] Atmospheric Science Data Center  
<https://eosweb.larc.nasa.gov/>
- [10] Wind Data Source for Amateurs  
<http://weather.gladstonefamily.net/>
- [11] International Energy Agency  
[www.iea.org](http://www.iea.org)



## CAPÍTULO 8    ANEXOS

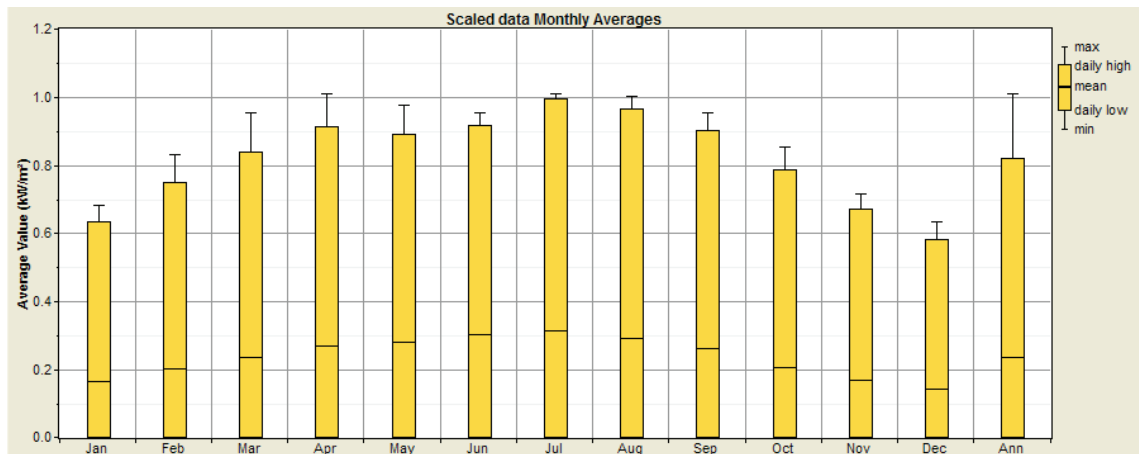
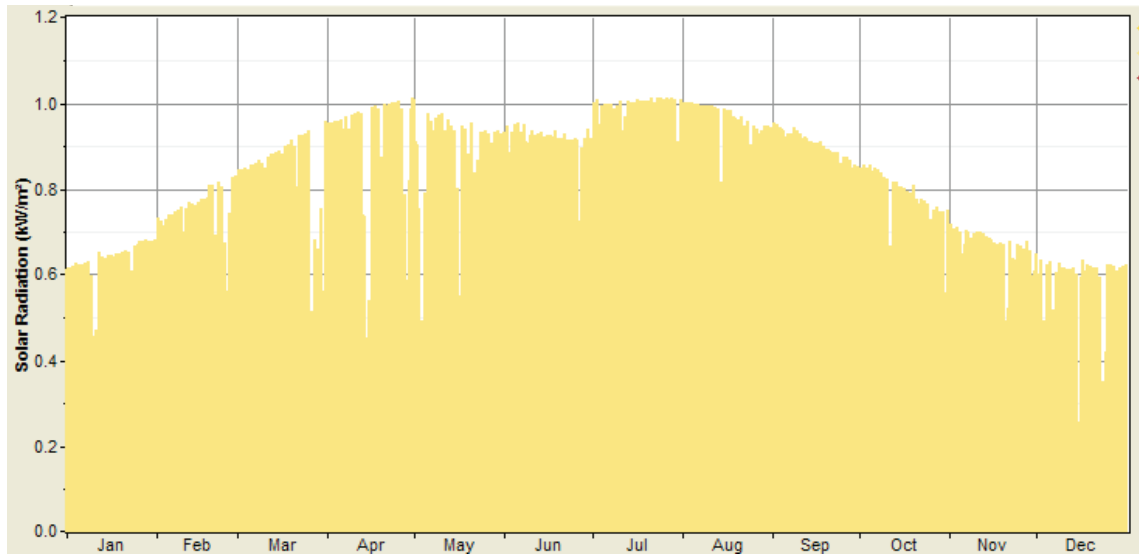
**ANEXO 1:**  
**RESULTADOS DE SIMULACIÓN**  
**RECURSO EÓLICO**

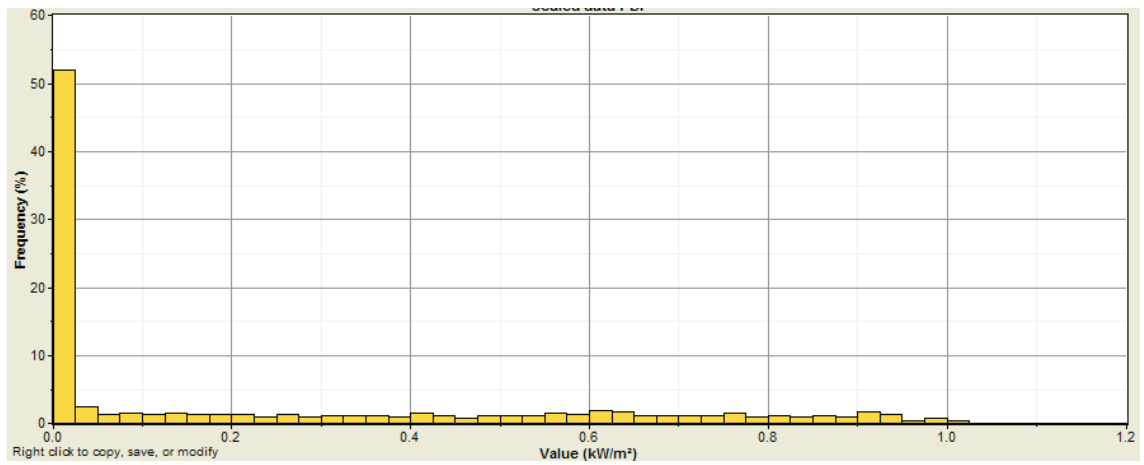
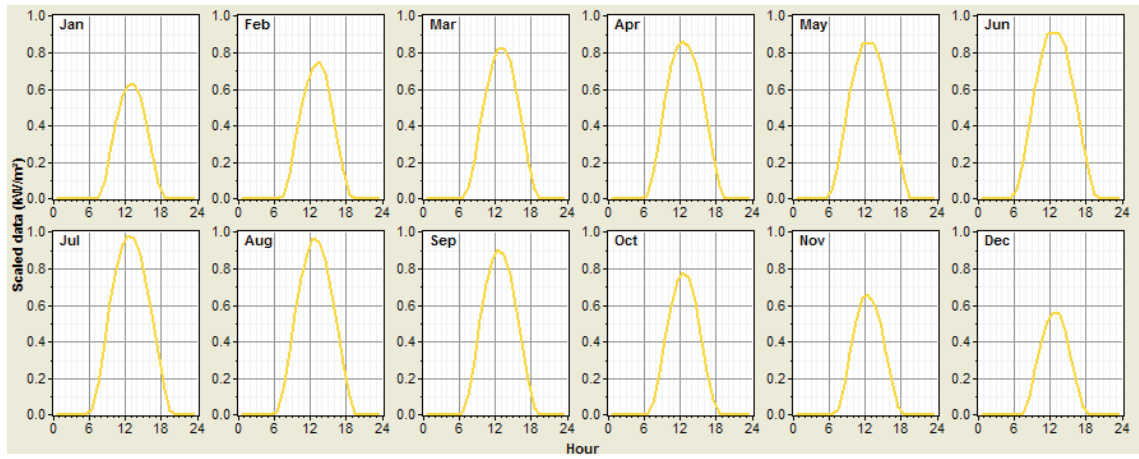




**ANEXO 2:**

**RESULTADOS DE SIMULACIÓN RECURSO  
SOLAR**





**ANEXO 3:**  
**HOJA DE ESPECIFICACIONES DE LAS**  
**BATERÍAS**



OPzS batteries has been designed for use in all standby power applications that demand the highest levels of reliability and security.

PowerSafe OPzS cells benefit from an optimised plate design that results in increased capacity compared to the requirements of the internationally recognised DIN standard. In addition, the tubular plate technology offers excellent cycling performance together with a proven long life under float voltage conditions, for a truly flexible solution.

The specification of the PowerSafe OPzS cells make it ideal for a wide range of applications such as telecommunications, telephony, power generation and distribution, railway, airport and seaport signalling, computing, emergency lighting, automation and measuring systems.

### Features & Benefits

- Capacity range: 216Ah – 3360Ah ( $C_{10}/1.80V_{pc}/20^{\circ}C$ )
- $C_{10}$  capacities exceed the DIN standard values
- Excellent cyclability
- 20 year design life ( $20^{\circ}C$ )
- High operational reliability
- Low maintenance
- 3 year topping-up interval
- DIN 40736-1 compliant



## Construction

- Positive electrodes – die-cast tubular plates with low antimony lead alloy for longer life
- Negative electrodes – pasted flat plates provide perfect balance with the positive plates to give maximum performance
- Separators – special microporous material
- Containers – moulded from durable, transparent styrene acrylonitrile (SAN) to allow electrolyte level and cell condition to be monitored visually
- Cell lids – made of opaque ABS sealed to container to ensure no electrolyte leakage
- Electrolyte – diluted sulphuric acid with a specific gravity of 1.240 ±0.010 (maximum level) at 20°C for a fully charged cell

- Terminals – lead alloy leakproof pole with brass insert designed to give minimum resistance and maximum current flow
- Vent plugs – safety plugs equipped with flame arrestors. Special vent plugs allowing topping-up and S.G. reading without the need to remove them, are available on request
- Connectors – fully insulated, solid copper inter-cell connectors allow voltage measurements

## Installation & Operation

- Recommended float charge voltage: 2.23Vpc (20°C/68°F - 25°C/77°F)
- Recommended temperature range: +10°C/+50°F to +30°C/+86°F (preferred value 20°C/68°F)

- Topping-up intervals of about 3 years in standby operation mode thanks to large electrolyte reserve
- Can be installed on steel or wooden racks

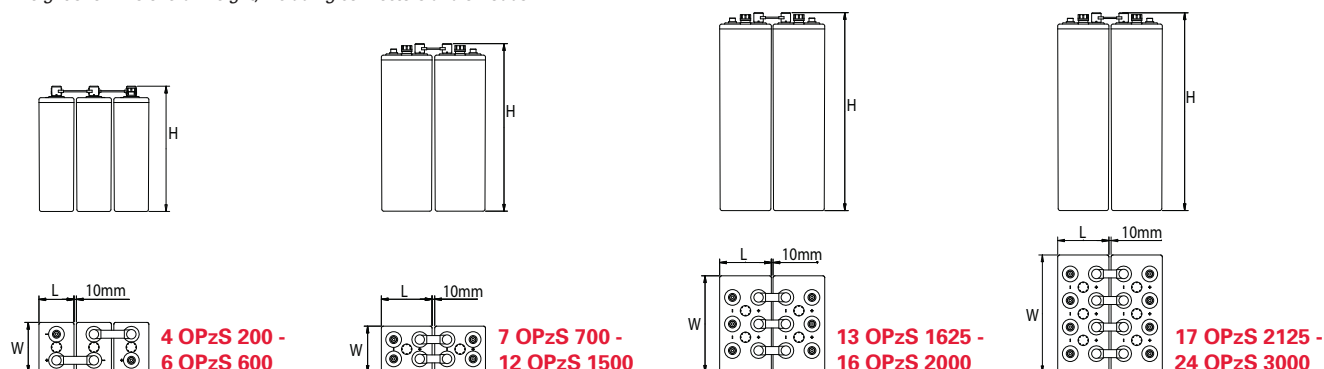
## Standards

- Compliant with both the international standard IEC 60896-11 and the DIN standard 40736-1
- Batteries must be installed in accordance with safety standard EN 50272-2 and national regulations
- Manufactured in EnerSys® ISO 9001:2008 and ISO 14001:2004 certified production facilities

## General Specifications

PowerSafe® OPzS Cell Types	Nominal Voltage (V)	Number of Terminals	Nominal Capacity (Ah)		Nominal Dimensions (mm)			Typical Weight (kg)		Electrolyte Volume (Litres)	Short Circuit Current (A)	Internal Resistance (mΩ)
			10 hr rate to 1.80Vpc @ 20°C	8 hr rate to 1.75Vpc @ 77°F	Length	Width	Height*	Dry	Acid Filled			
4 OPzS 200	2	2	216	217	103	206	403	12.4	17.2	3.9	2400	0.85
5 OPzS 250	2	2	270	266	124	206	403	14.8	20.8	4.9	3000	0.68
6 OPzS 300	2	2	324	319	145	206	403	17.1	24.3	5.8	3600	0.57
5 OPzS 350	2	2	390	388	124	206	520	19.0	26.9	6.7	3400	0.60
6 OPzS 420	2	2	468	466	145	206	520	22.1	31.5	8.0	4075	0.50
7 OPzS 490	2	2	546	543	166	206	520	25.2	36.1	9.3	4750	0.43
6 OPzS 600	2	2	660	648	145	206	695	31.9	44.8	11.1	5000	0.40
7 OPzS 700	2	4	817	798	210	191	695	40.4	57.6	14.8	5800	0.34
8 OPzS 800	2	4	880	856	210	191	695	44.4	61.3	14.5	6650	0.30
9 OPzS 900	2	4	1040	1013	210	233	695	49.6	70.9	18.4	7475	0.27
10 OPzS 1000	2	4	1100	1071	210	233	695	53.5	74.6	18.1	8300	0.24
11 OPzS 1100	2	4	1260	1227	210	275	695	58.9	84.4	20.8	9150	0.22
12 OPzS 1200	2	4	1320	1293	210	275	695	62.8	88.0	20.6	9950	0.20
11 OPzS 1375	2	4	1590	1631	210	275	845	74.5	109.0	27.6	8800	0.22
12 OPzS 1500	2	4	1680	1730	210	275	845	80.2	114.3	27.3	9600	0.21
13 OPzS 1625	2	6	1910	1969	214	399	820	91.2	140.0	39.6	10400	0.19
14 OPzS 1750	2	6	2040	2092	214	399	820	95.8	144.0	39.6	11200	0.18
15 OPzS 1875	2	6	2150	2208	214	399	820	101.0	149.0	38.9	12000	0.16
16 OPzS 2000	2	6	2240	2307	214	399	820	105.0	151.5	39.0	12800	0.15
17 OPzS 2125	2	8	2470	2546	212	487	820	119.0	180.0	48.5	13600	0.14
18 OPzS 2250	2	8	2600	2669	212	487	820	125.0	184.0	47.8	14400	0.14
19 OPzS 2375	2	8	2710	2785	212	487	820	130.0	189.0	47.5	15200	0.13
20 OPzS 2500	2	8	2800	2884	212	487	820	134.0	193.0	47.6	16000	0.12
22 OPzS 2750	2	8	3150	3238	212	576	820	153.0	225.0	57.8	17600	0.11
24 OPzS 3000	2	8	3360	3543	212	576	820	163.0	234.5	56.4	19200	0.10

\* Height shown is overall height, including connectors and shrouds



**ANEXO 4:**

**HOJA DE ESPECIFICACIONES DE LOS  
MÓDULOS PV**

<b>P<sub>max</sub></b> Maximum power	230W <sub>p</sub>	235W <sub>p</sub>	240W <sub>p</sub>	245W <sub>p</sub>
<b>Efficiency</b>	14,14%	14,45%	14,75%	15,06%
Tolerance	+0 / +3 %*			

\* Also available tolerance  $\pm 3 \%$

#### ELECTRICAL CHARACTERISTICS

<b>V<sub>pm</sub></b> maximum power voltage	29,85V	30,15V	30,45V	30,75V
<b>I<sub>pm</sub></b> running at maximum power	7,71A	7,79A	7,88A	7,97A
<b>V<sub>oc</sub></b> open circuit voltage	37,40V	37,50V	37,60V	37,70V
<b>I<sub>sc</sub></b> short circuit current	8,28A	8,34A	8,40A	8,46A
<b>NOCT</b> standard operating temperature	47°C $\pm$ 2°C (116,6°F $\pm$ 3,6°F)			
<b>Tk P<sub>max</sub></b> temperature coefficient of P <sub>max</sub>	-0,46% / °C			
<b>Tk I<sub>sc</sub></b> temperature coefficient of I <sub>sc</sub>	+0,06% / °C			
<b>Tk V<sub>oc</sub></b> temperature coefficient of V <sub>oc</sub>	-0,33% / °C			
<b>Maximum operational voltage</b>	1.000 V for IEC, 600 V for UL			
<b>Junction box diodes</b>	3			
<b>Cable characteristics</b>	Length 1.000 mm (39,37"), section 4 mm <sup>2</sup> , According to IEC 60228 Class 5, Certifications TÜV and UL			
<b>Connectors</b>	Tyco Solarlok / Lumberg LC4 CP (MC4 compatible); IP67; certifications TÜV y UL			
<b>Reverse current</b>	15 A			
<b>Dielectric insulation voltage</b>	3.000 V			
<b>Junction box</b>	Tyco 1740699 / Lumberg LC4 JC; IP65; cert. TÜV y UL			

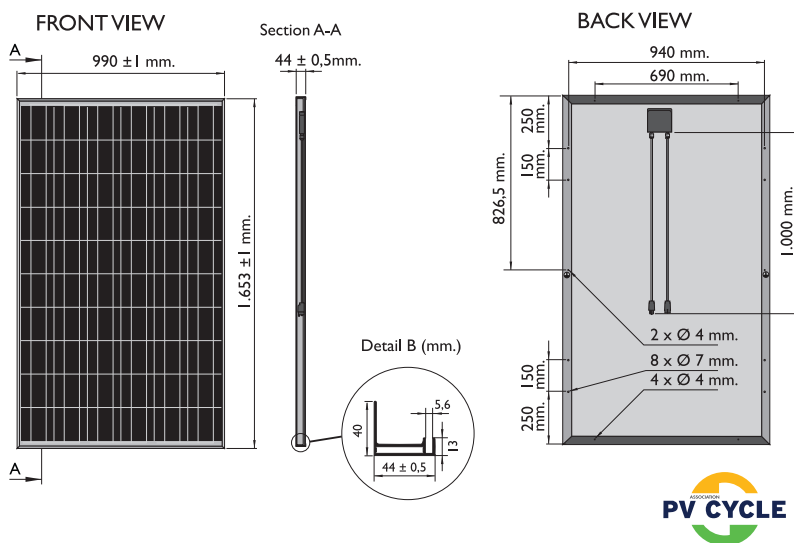
All data is subject to the Standard Test Conditions (STC). Irradiance, 1000 W/m<sup>2</sup>. AM 1.5G, Solar Spectrum, Cell temperature: 25°C

#### MODULE CHARACTERISTICS

<b>Cell type</b>	Monocrystalline 6" (156 x 156 mm.)
<b>Module configuration</b>	6 Columns x 10 Rows
<b>Dimensions</b>	1.653 x 990 x 44 mm, (65.07 x 38.98 x 1.73 in)
<b>Weight</b>	18,3 Kg, (40,34 lb)
<b>Glass</b>	Tempered, with SPF certification and low Fe content
<b>Maximum surface load capacity</b>	5.400 Pa. according IEC 61215 (advanced test)
<b>Operating temperature</b>	-40°C to 85°C (-40°F to 176°F)
<b>Relative humidity</b>	0 to 100%

The specifications described in this data sheet are subject to change without notice.

## MODEL FTS-240M



#### WARRANTY

**Manufacturer's craftsmanship warranty:** 10 years.

**Power warranty:** 25 years, 90% power output guaranteed during the first 10 years and 80% for the remaining 15 years.

Product certificates, company certificates, user's manual (installation and safety) and the guarantee that Fluitecnik Sunenergy extends to its entire product range, are available at <http://www.fluitecnik.com/>

#### CERTIFICATIONS



- Qualified, IEC 61215
- Safety tested, IEC 61730
- Heavy Snow Load tested
- Periodic Inspection



EN IEC 61730:2004  
EN IEC 61215:2005  
EN IEC 61730:2007



ANSI/UL 1703



**cener**  
centro nacional de energías renovables  
national renewable energy centre

**ANEXO 5:**

**HOJA DE ESPECIFICACIONES DEL  
AEROGENERADOR**

# Specification

## Machine detailed specification

### General data

Design Class	IEC Class IA (19 m) Class IIA (22.5 m)
Design life	20 years
Hub Height	Between 25 and 45 meters
Tower type	Select Tubular steel / Lattice
Rotor diameter	19 meter or 22.5 meter
Control & operation	Variable speed stall controlled upwind operation

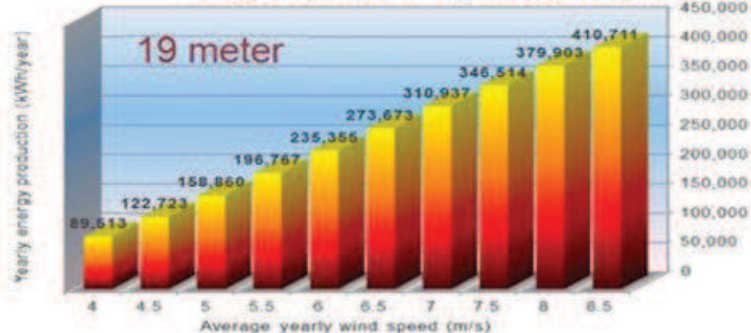
### Operational Data

Rated electrical power	100 kW at 1.225 Kg/m <sup>3</sup> air density
Rated wind speed	14 m/s @ Ø 19 m, 11 m/s @ Ø 22.5 m
Rotating speed at full power	61 rpm @ Ø 19 m, 50 rpm @ Ø 22.5 m
Cut-in wind speed	3.5 m/s
Cut-out wind speed	24 m/s
Extreme wind speed	70 m/s @ Ø19 m 59.5 m/s @ Ø 22.5 m

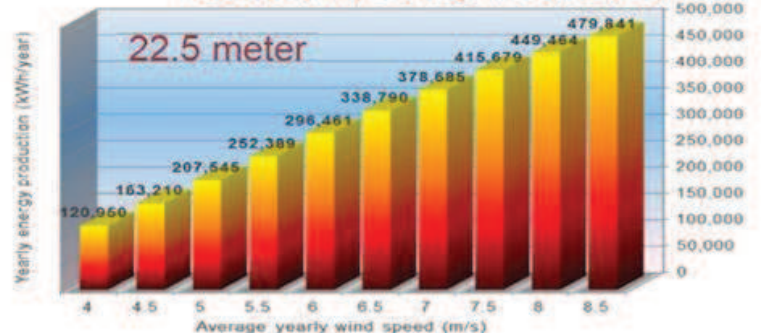
### Machine configuration

Blades	Hybrid carbon fiber/glass fiber epoxy
Operation braking system	Electrical torque request/chopper
Normal shutdown procedure	Electrical torque request/blade stall
Emergency braking system	Disc brake
Yaw system	Redundant motor-gearbox system
Generator	Permanent magnet/multipole generator. No gearbox required
Electronics	Full converter PWM IGBT system
Power factor	Adjustable between 0.9 inductive to 0.9 capacitive
Rated voltage	400 VAC 50/60 Hz
Monitoring system	Remote monitoring system Ethernet based

Production (kWh) vs average wind speed (m/s)



Production (kWh) vs average wind speed (m/s)



**ANEXO 6:**

**HOJA DE ESPECIFICACIONES DEL  
GENERADOR DIESEL**

# DW130EI

Motor Deutz Agua  
Potencia Nominal  
Estático  
Insonorizado

## SERIE INSONORIZADA

### DATOS TÉCNICOS DEL GRUPO

Potencia Nominal	130	Kva	Tensión	400/230	V
Potencia Emergencia	142	Kva	Frecuencia	50	Hz
Revoluciones	1500	Rpm	cos fi	0,8	

Dimensiones (mm)	Largo	Ancho	Alto	Peso	Depósito
	3660	1300	1475	2200(Kg)	240(L)

Carga	25%	50%	75%	100%
Consumo (l/h)	7,2	14,3	21,5	29,0

### DATOS DEL MOTOR

MARCA	DEUTZ
MODELO	BF4M1013FC

1500 RPM

Cilindrada	4,76	litros	Cons. Gas. (100%)	214	gr/kwh
Número cilindros	4 en línea		Alimentación Aire	Turbo	
Diámetro/Carrera	108/130	mm	Arranque	Eléctrico	
Refrigeración	Agua		Regulación	Electrónica	
Capacidad aceite	20	litros	Capacidad Ref.	12,2	litros
Cons. Aceite (100%)	0,07	litros/h			

Potencia continua neta al volante según ISO3046 curva NA	114/154	Kw/CV
Potencia emergencia neta al volante según ISO3046 curva NB	127/172	Kw/CV
Lubricación por aceite a presión por medio de una bomba de engranajes		

### DATOS ALTERNADOR

MARCA	LEROY SOMER
MODELO	LSA 44.2 S75

1500 RPM

Potencia continua	135	Kva	Aislamiento	Clase H
Potencia emergencia	150	Kva	Protección	IP23
Tensión nominal	400/230	V	Bobinado	2/3
Frecuencia	50	Hz	Numero de polos	4
Regulación	Electrónica		Distors. armónica	<4%
Excitación	Autoexc. sin escobillas			

Rendimiento(cos fi=0.8)	25%	50%	75%	100%
	91,4%	92,9%	92,5%	91,5%



**ANEXO 7:**  
**VIVIENDAS PREFABRICADAS**

# Paneles SIP

## DESCRIPCION GENERAL

Los paneles SIP son elementos modulares que estan conformados por dos placas OSB (Oriented Strand Board) cuya particularidad esta en que estos se encuentran adheridos fuertemente a un centro de Poliestireno Expandido de Alta Densidad (EPS HD). Estos elementos son tratados cuidadosamente en un proceso industrial y bajo estrictas normas y controles, transformandose en una estructura de alta resistencia con gran capacidad de aislacion termica.

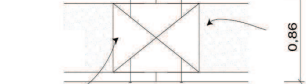
## VENTAJAS

- El panel constituye una solucion estructural.
- Rapidez de instalacion, disminuyendo el coste de mano de obra y tiempo de faenas.
- Gran aislamiento y capacidad termica. Rebajando costes de climatizacion.
- Flexibilidad en terminaciones. Puede recibir distintos revestimientos, tanto interiores como exteriores.

## DETALLES TECNICOS

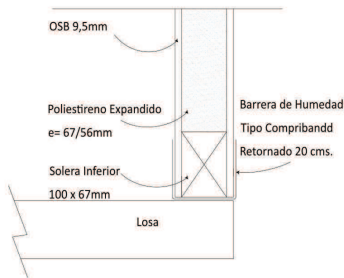
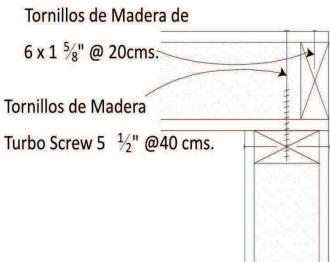
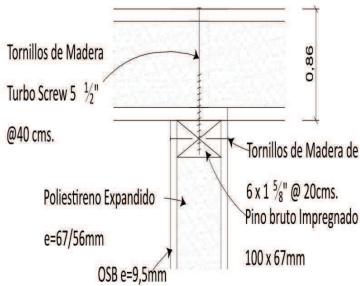
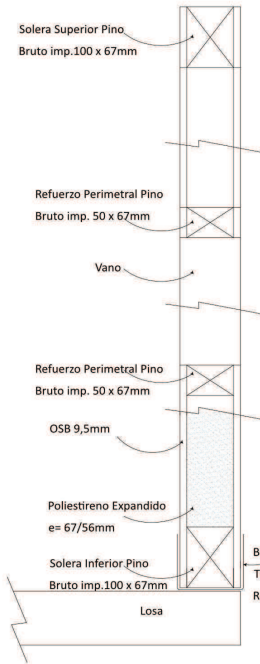
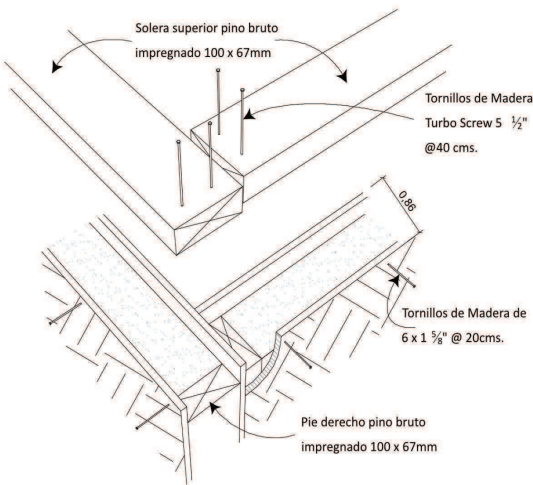
Tornillos de Madera de

6 x 1 5/8" @ 20cms.



Pino bruto impregnado

100 x 67mm



## Especificaciones

1. Vivienda 1 piso, 51,9m<sup>2</sup>
2. Obra gruesa.
3. Solera.
4. Muros Exteriores en panel SIP de e= 86mm
5. Muros Interiores en panel SIP de e= 86mm
6. Cubierta a dos aguas en panel SIP de e=114mm
7. Techo Zinc-Aluminio y, canalizacion y bajada de aguas.
8. Pintura exterior.
9. Revestimientos techos, muros y suelos.
10. Instalacion electrica.
11. Instalacion sanitaria.
12. Puertas, ventanas, sanitarios, plato ducha, grifos, encimera y mueble base cocina con fregadero.
13. Mano de obra.

El panel SIP se compone de dos caras de OSB (Oriented strand board) con tratamiento anti hongos y anti termitas, más un núcleo de poliestireno expandido de densidad 15Kg/m<sup>3</sup>.

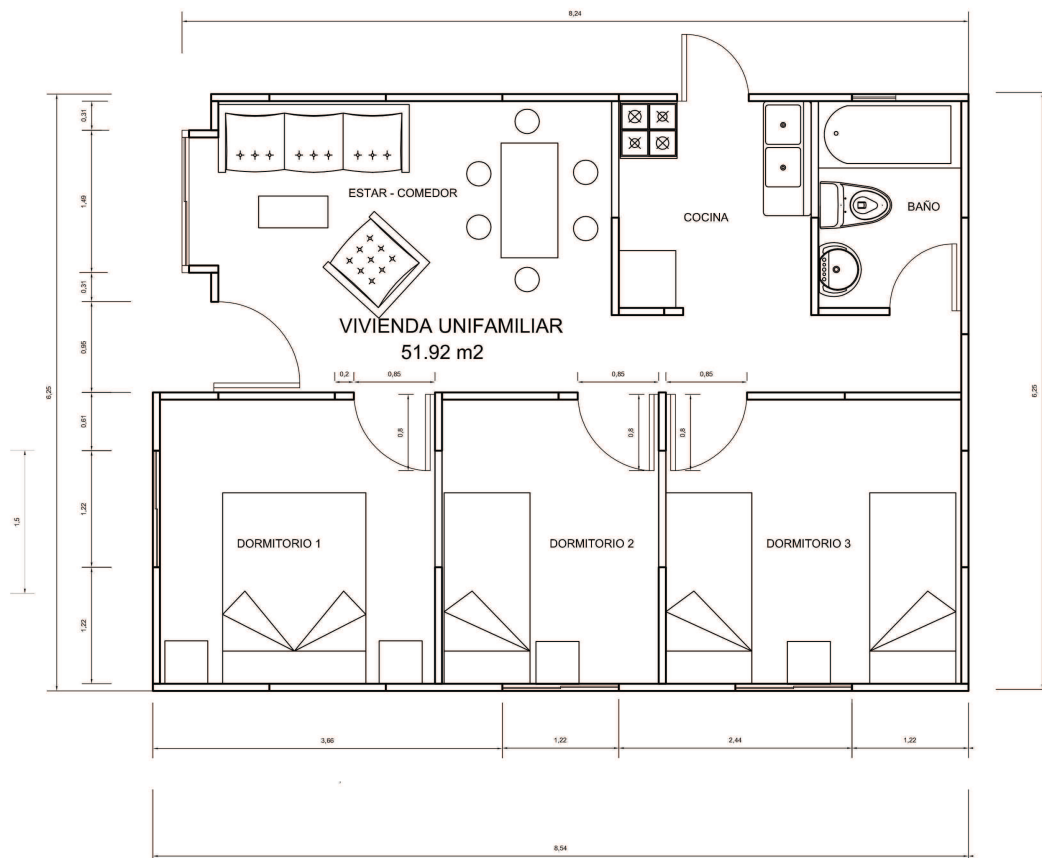
En relación a la calificación del personal, es una faena sencilla para carpinteros y podemos ofrecer nuestro asesoramiento en obra a cualquier equipo para su capacitación.

En cuanto a los revestimientos, esta casa va con ambas caras de OSB estandar a la vista, por lo tanto puede considerar la utilizacion de un revestimiento de Yeso Carton para el interior.

Resistencia al fuego: (panel de 86mm más una placa de Yeso carton) F-30 (30 minutos de aislación defuego).

La vivienda tiene una terminacion de panel de OSB Smart en su cara exterior que no necesita un revestimiento exterior, sino solo pintura.

Posibilidad de otros recubrimientos exteriores no incluidos en presupuesto.



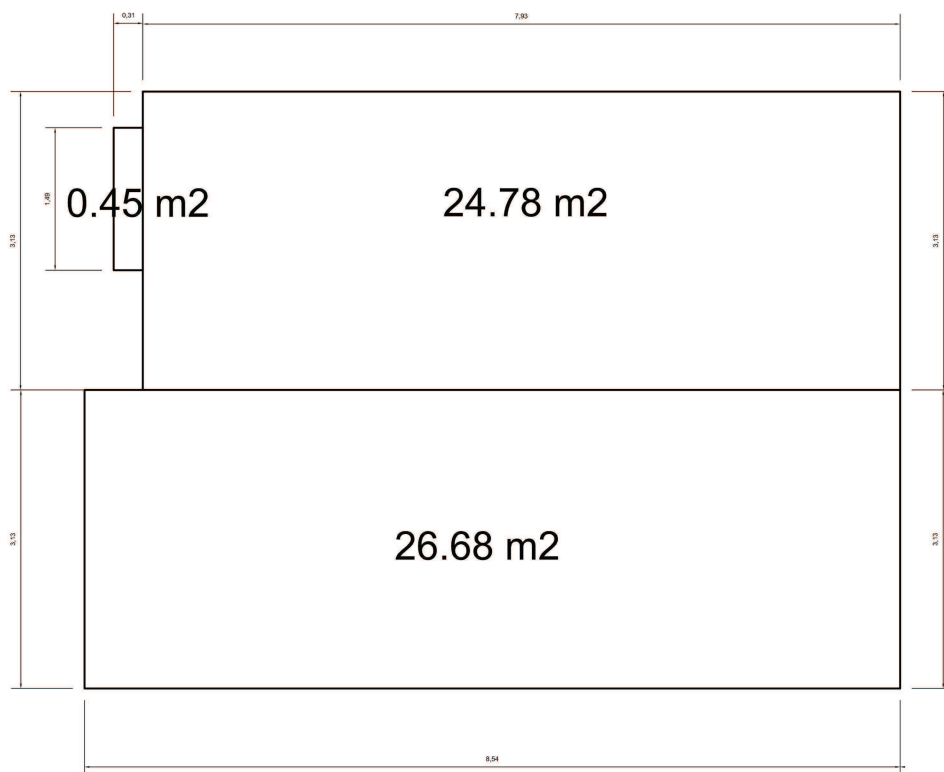
## PLANTA GENERAL

PROYECTO VIVIENDA UNIFAMILIAR 51m2

CONTENIDO: PLANTA GENERAL

ESCALA: SIN ESCALA



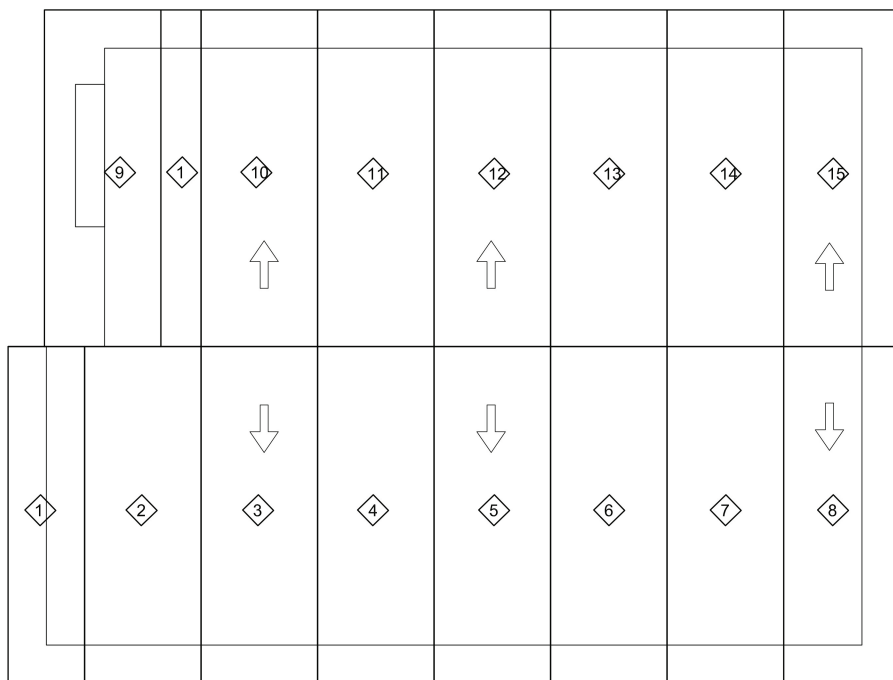


## PLANTA SUPERFICIES

PROYECTO VIVIENDA UNIFAMILIAR 51m2

CONTENIDO: PLANTA SUPERFICIES

ESCALA: SIN ESCALA

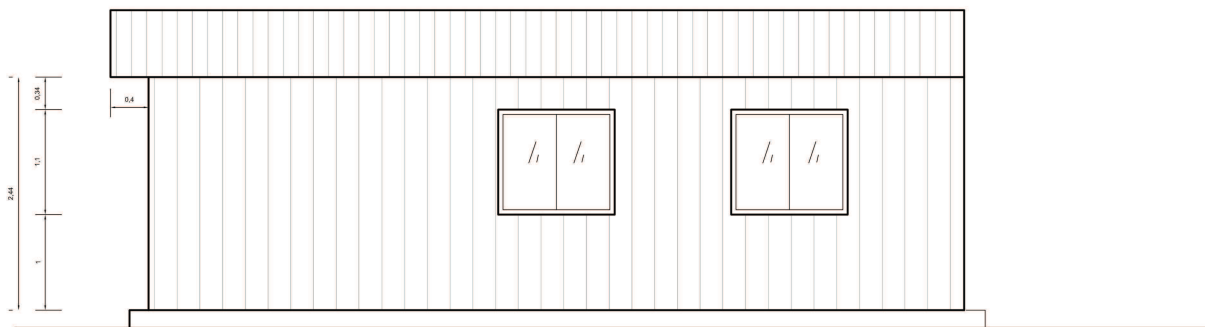


## PLANTA CUBIERTA

PROYECTO VIVIENDA UNIFAMILIAR 51m2

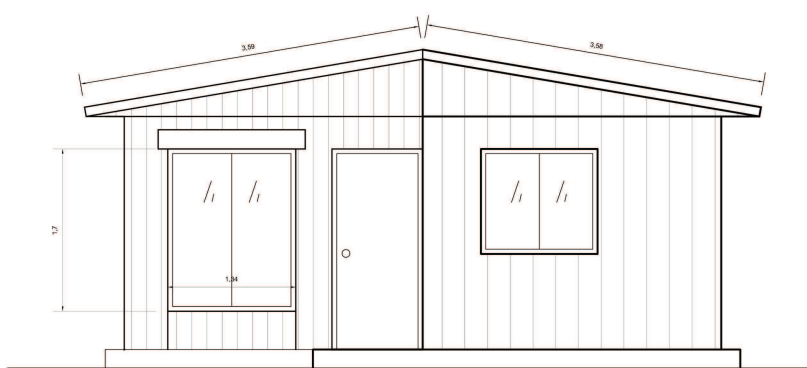
CONTENIDO: PLANTA CUBIERTA

ESCALA: SIN ESCALA



ELEVACION LATERAL 1

S/ESCALA



ELEVACION FRONTAL

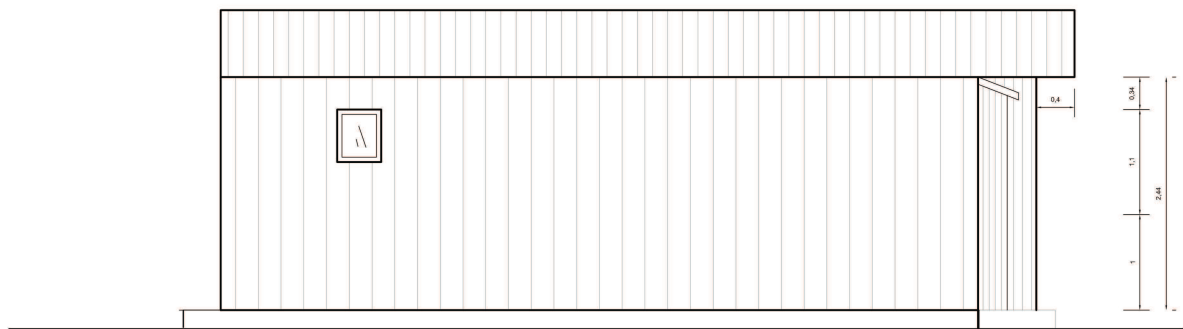
S/ESCALA

PROYECTO VIVIENDA UNIFAMILIAR 51m2

CONTENIDO: ELEVACIONES

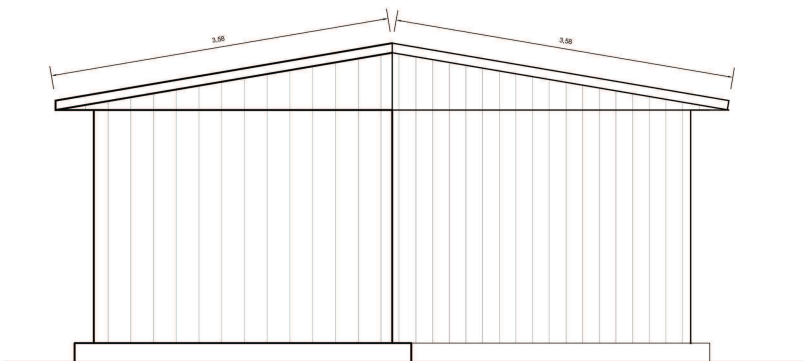
ESCALA: SIN ESCALA





ELEVACION LATERAL2

S/ESCALA



ELEVACION POSTERIOR

S/ESCALA

PROYECTO VIVIENDA UNIFAMILIAR 51m2

CONTENIDO: ELEVACIONES

ESCALA: SIN ESCALA

**ESTRUCTURA VIVIENDA TIPO**

